E&M daily
DIE TAGESZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

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

STROM

249,21 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

97,73 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

PERSON DES TAGES

Sven Thomas Müller

Schleupen SE hat ihn zum neuen Chief Technical Officer (CTO) ernannt. Sven Thomas Müller verfügt nach Angaben seines neuen Arbeitgebers über mehr als 20 Jahre Erfahrung im Themenfeld der IT.

STUDIEN
BET legt Konzept für Grüngasquote vor

GAS
App für europäische Gasmarktdaten publiziert

STROMNETZ
Höchstspannungsleitur für Salzgitter nach fünf Jahren fertig

Inhalt

TOP-THEMA
→ **KERNKRAFT:** Nur kleine Teile Deutschlands bleiben Endlagerkandidaten

POLITIK & RECHT
→ **STUDIEN:** BET legt Konzept für Grüngasquote vor
→ **POLITIK:** Reiche: Lücke bei Ausbau der Windkraft auf See schließen
→ **WASSERSTOFF:** Nordrhein-Westfalen will Wasserstoff auf Andalusien

HANDEL & MARKT
→ **GAS:** App für europäische Gasmarktdaten publiziert
→ **PHOTOVOLTAIK:** Statkraft liefert Solarstrom an DB Energie
→ **VERTRIEB:** XXXLutz bringt Strommarke „X-POWR“ auf den Markt
→ **VERTRIEB:** Bronze, Silver und Gold bei Chargepoint

TECHNIK
→ **STROMNETZ:** Höchstspannungsleitung für Salzgitter nach fünf Jahren fertig
→ **F&E:** Fraunhofer will Stromrichter der Zukunft entwickeln
→ **STROMSPEICHER:** ZSW skaliert Kathodenmaterial
→ **STATISTIK DES TAGES:** Onshore-Windenergieleistung in Deutschland 2013 bis 2025

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

UNTERNEHMEN

→ **WÄRME:** „80 Prozent der Heizungen sind nicht richtig eingestellt“
→ **GAS:** Sefe sichert sich LNG aus Kanada für 20 Jahre
→ **PHOTOVOLTAIK:** Solarstrom ohne Anbieterwechsel
→ **PERSONALIE:** Schleupen schafft Position des CTO

MARKTBERICHTE

→ **MARKTKOMMENTAR:** Strompreise steigen trotz Entspannung bei Gas

SERVICE

→ **ENERGIEDATEN**
→ **STELLENANZEIGEN**
→ **REDAKTION**
→ **IMPRESSUM**

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

★ TOP-THEMA

Nur kleine Teile Deutschlands bleiben Endlagerkandidaten



Quelle: Shutterstock / lassedesignen

KERNKRAFT. Die Bundesgesellschaft für Endlagerung (BGE) hat die Fläche für ein mögliches Atommüll-Endlager auf weniger als fünf Prozent Deutschlands reduziert. Ende 2027 macht sie Vorschläge.

Die Suche nach einem Standort für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle ist weiter vorangeschritten. Die Bundesgesellschaft für Endlagerung (BGE) hat ihren aktuellen Arbeitsstand am 27. Oktober veröffentlicht. Demnach betrachtet sie weniger als fünf Prozent der Fläche Deutschlands weiter. Im Jahr 2025 waren noch rund 25 Prozent der Landesfläche im Verfahren. Die verbleibenden Gebiete liegen in Süd- und Ostdeutschland sowie im Norden und Nordwesten.

Bundesumweltminister Carsten Schneider (SPD) lobte: „Die Arbeiten sind gut vorangekommen“. Deutschland sei damit auf Kurs für das erste große Etappenziel der Endlagersuche. Ende 2027 werde die BGE vorschlagen, welche konkreten Regionen in der zweiten Phase des Verfahrens näher untersucht werden sollen. Dafür habe er in der Regierung bereits eine entsprechende Gesetzes-Novelle vorgeschlagen. Diese solle die Standortauswahl beschleunigen und zugleich ihren sehr guten Kern bewahren – insbesondere das Ziel der bestmöglichen Sicherheit, so Schneider.

Die BGE mit Sitz in Peine ist für die Umsetzung des Standortauswahlverfahrens zuständig. Ziel ist es, den Ort zu finden, der die bestmögliche Sicherheit für die dauerhafte Lagerung hochradioaktiver Abfälle bietet. Die jetzt veröffentlichten Ergebnisse sind ein Zwischenstand und legen noch keine konkreten Standortregionen fest. „Wir sind zuversichtlich, dass wir mit dem laufenden Standortauswahlverfahren einen hervorragenden Standort für die hochradioaktiven Abfälle in Deutschland finden werden“, sagt Iris Graffunder, Vorsitzende der BGE-Geschäftsführung.

Innerhalb eines Jahres haben die Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler die noch zu untersuchende Fläche von etwa einem Viertel der Landesfläche auf unter fünf Prozent reduziert, erläuterte Graffunder. Ende 2027 wolle das Unternehmen wenige Standortregionen für die übertägige Erkundung vorschlagen. „Die heutige Veröffentlichung schafft frühzeitige Transparenz für die Menschen in Deutschland“, sagte sie.

Fünf Bundesländer scheiden aus

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Nach Angaben der BGE sind Rheinland-Pfalz, Hessen, Berlin, Sachsen und das Saarland nicht mehr Teil der laufenden Suche. Das Saarland war bereits 2020 ausgeschieden, Rheinland-Pfalz folgte 2025. In diesem Jahr kamen Sachsen, Berlin und Hessen hinzu. Die verbleibenden Gebiete verteilen sich weiterhin auf mehrere Teile Deutschlands.

Die BGE wertet für die Auswahl Millionen geologischer Datensätze aus. Grundlage sind die 90 Teilgebiete, die das Unternehmen im Jahr 2020 veröffentlicht hatte. Sie umfassten damals rund 54 Prozent der Fläche Deutschlands. In einem wissenschaftsbasierten Verfahren prüft die BGE schrittweise, welche geologischen Voraussetzungen die Gebiete für eine sichere Endlagerung erfüllen.

Ein zentrales Instrument sind die repräsentativen vorläufigen Sicherheitsuntersuchungen (rvSU). Sie bestehen aus vier aufeinander aufbauenden Prüfschritten. Erfüllt ein Gebiet die Anforderungen eines Schritts nicht, scheidet es aus der weiteren Betrachtung aus. Nach dem aktuellen Arbeitsstand untersucht die BGE noch 36 Teilgebiete im Rahmen dieser Sicherheitsuntersuchungen.

Im Mittelpunkt stehen zunächst die geologischen Bedingungen. Als potenziell geeignete Wirtsgesteine gelten Salz, Ton und Granit. Die Untersuchungen sollen klären, ob die jeweilige Geologie den sicheren Einschluss der hochradioaktiven Abfälle erwarten lässt. Weitere Kriterien und die gesetzlich vorgeschriebene geowissenschaftliche Abwägung fließen in die spätere Auswahl der Standortregionen ein.



Gebiete Deutschlands nach Eignung für ein Atommüllendlager.
Zur Vollansicht bitte auf die Karte klicken
Quelle: BGE

Vorschlag für konkrete Standortregionen Ende 2027

Die nun veröffentlichten Flächen sind noch keine festgelegten Standortregionen. Die türkis markierten Gebiete in der interaktiven Karte der BGE bleiben zunächst im Verfahren und werden anhand weiterer Prüfschritte bewertet. Die übrigen Flächen sind nach dem aktuellen Arbeitsstand für die weitere Betrachtung ausgeschieden.

Ende 2027 will die BGE ihren Vorschlag für Standortregionen zur übertägigen Erkundung an das Bundesamt für die Sicherheit der nuklearen Entsorgung (BASE) übermitteln. Das BASE prüft den Vorschlag. Welche Regionen anschließend übertägig erkundet werden, entscheidet letztlich der Gesetzgeber.

Für die Suche gilt weiterhin das Ziel, bis spätestens 2050 einen Standort für die hochradioaktiven Abfälle zu finden. Nach Angaben aus dem vorliegenden Bericht lagern derzeit rund 27.000 Kubikmeter solcher Abfälle in oberirdischen Zwischenlagern. Das künftige Endlager soll die Abfälle über einen Zeitraum von einer Million Jahren sicher einschließen.

Der Endlagersuche-Navigator der BGE steht im Internet bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

^ Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

WERBUNG



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / alphaspirit

BET legt Konzept für Grüngasquote vor

STUDIEN. Eine Studie von BET Consulting zeigt, wie die Grüngasquote umgesetzt werden könnte. Die Berater empfehlen einen Zertifikatehandel und Anreize für Wasserstoff.

Wie kann eine Grüngasquote im Sinne des Paragraf 42a Gebäudemodernisierungsgesetz konkret ausgestaltet werden? In einer Studie der BET Consulting im Auftrag des Staatsunternehmens Sefe wurde dieser Frage nachgegangen. BET hat die Ergebnisse der Kurzstudie mit dem Namen „BET Impuls zur Grüngasquote“ am 26. Oktober veröffentlicht.

Das Gebäudemodernisierungsgesetz sieht die Einführung einer Grüngasquote vor. Inverkehrbringer von Gas, Öl und Flüssiggas sollen verpflichtet werden, die zur Wärmeversorgung von Gebäuden eingesetzten Brennstoffe bis 2045 vollständig auf klimaneutrale Brennstoffe umzustellen. Das Eckpunktepapier der Koalition sieht einen Start zum 1. Januar 2028 mit bis zu 1 Prozent vor.

BET empfiehlt in dieser Studie unter anderem, die Grüngasquote als Treibhausgasminderungsquote auszugestalten, damit die unterschiedliche Klimawirkung grüner Gase berücksichtigt wird. Damit könnten Gaslieferanten ihre Verpflichtungen auch durch den Einsatz von Wasserstoff in der Industrie oder Stromerzeugung erfüllen.

Gaslieferanten sollen Quotenpflicht übernehmen

Die Verpflichtung soll nach dem Vorschlag beim Energiesteuerschuldner liegen. Bei Erdgas wäre dies in der Regel der Endkundenlieferant. BET begründet diese Zuordnung damit, dass Lieferanten über die erforderlichen Vertrags- und Verbrauchsdaten verfügen und den Einsatz der Brennstoffe zur Raumwärmeerzeugung am ehesten nachvollziehen können. Wärmenetze, die bereits dem Wärmeplanungsgesetz unterliegen, sollten von der Bezugsmenge ausgenommen werden, um eine Doppelsteuerung zu vermeiden.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Neben Biomethan wird langfristig auch Wasserstoff benötigt, um die Nachfrage nach grünen Gasen zu decken. BET empfiehlt deshalb einen gezielten Wasserstoffanreiz innerhalb der Grüngasquote. Dabei geht es ausdrücklich nicht um eine flächendeckende Wasserstoffversorgung von Gebäuden, betont BET. Die Berater halten weder eine solche Versorgung noch eine Beimischung von Wasserstoff in das Methannetz für sinnvoll.

Stattdessen soll zusätzlicher Wasserstoffeinsatz in Industrieanlagen, Kraftwerken oder Fernwärmesystemen auf die Grüngasquote angerechnet werden können. Unternehmen, die dort klimafreundlichen Wasserstoff einsetzen, könnten entsprechende Zertifikate erzeugen und an quotenpflichtige Gaslieferanten verkaufen. Voraussetzung wäre, dass der Wasserstoffeinsatz zusätzlich erfolgt und nicht bereits aufgrund anderer gesetzlicher Verpflichtungen vorgeschrieben ist.

Die Idee dahinter: Die Grüngasquote soll zusätzlichen physischen Wasserstoffeinsatz an geeigneten Industrie-, Kraftwerks- oder KWK-Standorten anreizen, um der Nutzungskonkurrenz zwischen den Sektoren um die grünen Gase frühzeitig vorzubeugen und einen Transformationsprozess in diesen Anlagen zu unterstützen.

Für die Abwicklung der Grüngasquote schlägt BET ein behördlich geführtes Kontenregister vor. Als zuständige Stelle kämen beispielsweise das Umweltbundesamt beziehungsweise die Deutsche Emissionshandelsstelle oder die Zollverwaltung infrage.

Die Kurzstudie „BET Impuls zur Grüngasquote“ ist auf der Internetseite von BET verfügbar.

// VON HEIDI ROIDER

Zum Inhalt

WERBUNG



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Reiche: Lücke bei Ausbau der Windkraft auf See schließen



Quelle: Shutterstock / nitpicker

POLITIK. Die Bundesländer warnten in einem Brandbrief an die Bundeswirtschaftsministerin vor einem „Fadenriss“ beim Ausbau der Windenergie auf See. Nun reagiert Katherina Reiche.

Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche reagiert auf einen Brandbrief von Ländern zum stockenden Ausbau der Windkraft auf See. Sollte sich bei einzelnen Vorhaben herausstellen, dass sie wirtschaftlich nicht mehr umsetzbar seien, solle eine „geordnete Rückgabe und Neuvergabe“ ermöglicht werden – ohne die
Unternehmen aus ihren finanziellen Verpflichtungen zu entlassen, sagte die CDU-Politikerin der Deutschen Presse-Agentur. „Gleichzeitig stellen wir künftige Ausschreibungen auf eine wirtschaftlich solide Grundlage.“

In den Jahren 2023 und 2024 seien Offshore-Windflächen für rund 16 Gigawatt vergeben worden, so Reiche. „Jedoch wurden bekannte wirtschaftliche und technische Risiken nicht beachtet oder ignoriert. Das deutsche Offshore-Windauktionssystem wies wesentliche Mängel auf.“ Es sei eine Lücke zwischen Gebot und Realisierung entstanden. „Diese Lücke zu schließen, ist jetzt unsere Aufgabe. Unser Ziel ist, dass aus den damals vergebenen, teils unrealistischen Zuschlägen tatsächlich Windparks werden.“ Wirtschaftliche Schäden sollten vermieden und die Projekte auf eine tragfähige Grundlage gestellt werden, so Reiche. „Das wurde in früheren Jahren versäumt.“ Dabei blieben Unternehmen in ihrer Verantwortung.

Warnung vor „Fadenriss“

Mehrere Bundesländer hatten in einem Brief an Reiche vor „falschen ordnungs- und industriepolitische Entscheidungen“ und einem Abbau von Arbeitsplätzen gewarnt (wir berichteten). Ein möglicher „Fadenriss“ bei der Offshore-Windenergie könne zu einem industriepolitischen Risiko für Deutschland werden. Konkret geht es um eine geplante Reform des Windenergie-auf-See-Gesetzes.

Der Brief war von acht Regierungschefinnen und Regierungschefs unterzeichnet worden – und zwar aus Niedersachsen, Bayern, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Baden-Württemberg, Bremen, dem Saarland und Schleswig-Holstein.

Hintergrund ist, dass Windkraftprojekte vor der deutschen Küste auf der Kippe stehen. Berichten zufolge wollen Konzerne die Konzession für Windparkprojekte gegen eine Entschädigung zurückgeben. Der französische Öl- und Gaskonzern Total Energies hatte dies im Juni mit Verzögerungen beim Netzanschluss begründet.

In dem Brief der Länder hieß es, notwendig sei eine „einmalige, klar konditionierte und rechtssichere Rückgabemöglichkeit“ mit einer zeitnahen Neuausschreibung. Nicht mehr realisierbare Projekte dürften Flächen und Netzkapazitäten nicht blockieren. Im Gesetzentwurf der Bundesregierung heißt es: „Eine einseitige Rückgabe von Zuschlägen ist weiterhin nicht vorgesehen.“

Auch der Bundesverband Windenergie Offshore hatte gefordert, wirtschaftlich gefährdete Projekte sollten ihre Flächen einmalig zurückgeben können. „So lässt sich frühzeitig Klarheit schaffen und Flächen unter tragfähigeren Bedingungen schnell neu ausschreiben.“ Vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft hieß es, für bereits bezuschlagte Flächen der Ausschreibungen 2023 bis 2025 brauche es eine frühzeitige, geordnete Rückgabeoption mit schneller Neuausschreibung, falls Projekte nicht realisiert werden könnten.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Windenergie auf See soll eine wichtige Rolle bei der Energiewende spielen, also dem schrittweisen Ausstieg aus fossilen Energien. Das Interesse an Ausschreibungen für Offshore-Windflächen im deutschen Teil von Nord- und Ostsee war aber stark gesunken. Als Gründe gelten gestiegene Finanzierungs-, Lieferketten- und Projektkosten sowie unsichere Erlösperspektiven. // VON DPA

Zum Inhalt

Nordrhein-Westfalen will Wasserstoff auf Andalusien


Quelle: Shutterstock / Shawn Hempel

WASSERSTOFF. Nordrhein-Westfalen hat die die spanische Region Andalusien als Wasserstofflieferant entdeckt. Eine Frage ist dabei: Wie kommt das Gas nach Deutschland?

Nordrhein-Westfalen und die südspanische Region Andalusien wollen ihre Zusammenarbeit beim Aufbau einer Wasserstoffversorgung ausbauen. Wirtschaftsstaatssekretärin Silke Krebs und der andalusische Industrieminister Jorge Paradela Gutierrez haben dazu am 27. Oktober auf der European Hydrogen Week in Brüssel eine Absichtserklärung unterzeichnet, heißt es in einer Mitteilung des NRW-Wirtschaftsministeriums. Im Mittelpunkt stehen die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Südspanien und dessen Transport zu industriellen Abnehmern in Nordrhein-Westfalen.

Die beiden Regionen wollen insbesondere untersuchen, über welche Transportwege Wasserstoff künftig nach Deutschland gelangen kann. Zur Diskussion stehen zum einen der Transport per Pipeline über den sogenannten Südwestlichen Wasserstoffkorridor.

Dieser verläuft von Spanien und Portugal über Frankreich nach Deutschland. Bestandteil sind unter anderem die Pipelineprojekte „H2med“ und „HY-FEN“. Die Fertigstellung der grenzüberschreitenden Verbindung wird inzwischen für 2032 angestrebt. Zum anderen ist die Verschiffung über europäische Häfen. Eine Option wäre, Wasserstoff in Form von Ammoniak über Rotterdam ins Ruhrgebiet zu bringen.

Die Industrie in Nordrhein-Westfalen geht künftig von einem hohen Wasserstoffbedarf aus. Nach Angaben des Wirtschaftsministeriums in Düsseldorf sollen bis 2045 rund 90 Prozent des Wasserstoffbedarfs des Bundeslandes durch Importe gedeckt werden. Das Land setzt deshalb auf mehrere Importkorridore, um Abhängigkeiten von einzelnen Lieferregionen zu vermeiden.

„Andalusien hat die Sonne. Nordrhein-Westfalen hat die Industrie, die grünen Wasserstoff braucht – und die Unternehmen, die die Technik dafür bauen. Diese Partnerschaft bringt beides zusammen“, erklärte Nordrhein-Westfalens Wirtschaftsministerin Mona Neubaur (Grüne).

Ein weiterer Bestandteil der Zusammenarbeit ist das geplante „Andalusian Green Hydrogen Valley“. An den spanischen Standorten Huelva und Cadiz sollen Elektrolyseanlagen mit einer Gesamtleistung von 2.000 MW entstehen. Die jährliche Wasserstoffproduktion soll nach den Planungen bis zu 300.000 Tonnen erreichen.

Das Vorhaben ist als Projekt von gemeinsamem europäischem Interesse (PCI) anerkannt und erhält nach Angaben des Ministeriums europäische Fördermittel von 304 Millionen Euro.

Bereits 2024 hatten der Projektentwickler Moeve und der nordrhein-westfälische Elektrolyseurhersteller Thyssenkrupp Nucera eine Absichtserklärung zur Zusammenarbeit unterzeichnet.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Die spanische Region bietet aufgrund ihres Sonnenreichtums und der vorhandenen Hafeninfrastruktur gute Voraussetzungen für die Wasserstoffproduktion und den Export.

Mit der jetzt unterzeichneten Absichtserklärung soll die Kooperation zwischen beiden Regionen vertieft werden. Konkrete Liefermengen, Abnahmeverträge oder Termine für erste Wasserstofflieferungen nach Nordrhein-Westfalen wurden in der Mitteilung bislang nicht genannt. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

^ Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

HANDEL & MARKT



Die neue ELSA-App für den Gasmarkt. Quelle: GIE

App für europäische Gasmarktdaten publiziert

GAS. Gas Infrastructure Europe (GIE) stellt mit ELSA eine Smartphone-App bereit, die Betriebsdaten zu Gasspeichern und LNG-Anlagen sowie dringende Marktmeldungen in Europa bündelt.

Der europäische Verband der Gasinfrastrukturbetreiber (Gas Infrastructure Europe – GIE) hat die „European LNG and Storage App“ (ELSA) veröffentlicht. Die Anwendung ermöglicht den mobilen Zugriff auf Betriebsdaten europäischer Gasspeicher und Flüssigerdgas-Anlagen (LNG) sowie auf dringende Marktmeldungen. Die App ist ab sofort für Android und iPhones verfügbar, teilte GIE am 27. Oktober in Brüssel mit.

Elsa bündelt tägliche Daten zur europäischen Gasinfrastruktur an einem zentralen Ort. Nutzende können unter anderem aktuelle Speicherstände sowie Einspeicher- und Ausspeichermengen abrufen. Hinzu kommen Informationen zur Regasifizierung von LNG, also zur Umwandlung von verflüssigtem Erdgas in den gasförmigen Zustand. Die Daten lassen sich sowohl für einzelne Länder als auch in einer zusammenfassenden europäischen Übersicht anzeigen.

Mit der Anwendung will GIE den Zugang zu Transparenzinformationen erleichtern. Marktteilnehmer und andere Interessierte können damit Entwicklungen der europäischen Gasinfrastruktur auch unterwegs verfolgen, ohne dafür auf einen stationären Computer angewiesen zu sein.

Transparenz für den Markt

GIE stellte Elsa im Rahmen seiner diesjährigen Jahreskonferenz vor. Georg Dorfleutner, Vorstandsmitglied des Verbands mit Zuständigkeit für den Bereich Transparenz, erklärte, das Ziel sei, Informationen für Nutzer in Europa leichter auffindbar, verständlicher und bequemer zugänglich zu machen.

Dabei verweist der Verband auch auf die Anforderungen an die Markttransparenz. Die überarbeitete EU-Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT II) soll die Marktintegrität stärken. Aus Sicht von GIE kommt es jedoch nicht allein auf den regulatorischen Rahmen an. Entscheidend sei auch, wie effizient Marktteilnehmer die verfügbaren Informationen abrufen und nutzen könnten.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Die Branche könne die regulatorischen Vorgaben durch praktische Angebote ergänzen, sagte Dorfleutner. GIE wolle sicherstellen, dass Transparenzdaten einen konkreten Nutzen für die Marktteilnehmer bieten und nicht lediglich der Erfüllung regulatorischer Anforderungen dienen. Elsa solle dazu beitragen, relevante Informationen einfacher zugänglich zu machen. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Diesen Artikel können Sie teilen: Zum Inhalt

WERBUNG



Statkraft liefert Solarstrom an DB Energie


Quelle: Shutterstock

PHOTOVOLTAIK. Ab 2028 bezieht DB Energie zehn Jahre lang Solarstrom aus Brandenburg. Ein Batteriespeicher soll die Lieferungen besser an den Strombedarf anpassen.

Der norwegische Energiekonzern Statkraft und der Bahnstromversorger DB Energie GmbH haben einen Stromliefervertrag über zehn Jahre abgeschlossen. Wie die Unternehmen am 27. Oktober mitteilten, soll Statkraft die Tochtergesellschaft der Deutschen Bahn ab Januar 2028 mit jährlich rund 114 Millionen kWh Solarstrom beliefern. Die Vereinbarung umfasst auch die Nutzung eines Batteriespeichers. Mit seiner Hilfe sollen sich die Stromlieferungen bei Bedarf zeitlich verschieben lassen.

Der Strom stammt aus einer Photovoltaikanlage im brandenburgischen Harnekop mit einer Leistung von 107 MW. Zu dem Projekt gehört ein Batteriespeicher mit 35 MW Leistung und einer Speicherdauer von vier Stunden. Daraus ergibt sich laut der gemeinsamen Mitteilung eine rechnerische Speicherkapazität von 140 MWh. Der Projektentwickler Sunovis entwickelt und betreibt die Anlage.

Bei der Vereinbarung handelt es sich um einen Hybrid-PPA (Power Purchase Agreement), also einen langfristigen Stromabnahmevertrag, der die Solarstromerzeugung mit der Nutzung eines Batteriespeichers verbindet. Der Speicher wird ausschließlich mit Strom aus der zugehörigen Photovoltaikanlage geladen. Er nimmt einen Teil der Erzeugung in sonnenreichen Stunden auf und gibt die Energie zu einem späteren Zeitpunkt wieder ab. Damit lassen sich die Stromlieferungen besser auf den Beschaffungsbedarf von DB Energie abstimmen. Zum Lieferumfang gehören auch die entsprechenden Herkunftsnachweise.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Statkraft nutzt Speicher für den Stromhandel

Eine Besonderheit des Vertrags liegt in der Aufteilung der verfügbaren Speicherflexibilität. DB Energie erhält Zugriff auf die Kapazitäten, die das Unternehmen benötigt, um seine Strombeschaffung am Day-Ahead-Markt zu optimieren. Die übrige Flexibilität vermarktet Statkraft eigenständig am untertägigen Intraday-Markt und künftig auch am Regelenergiemarkt.

Durch diese Aufteilung muss DB Energie weder die gesamte Speicherkapazität für sich beanspruchen noch deren vollständige Vermarktung übernehmen. Gleichzeitig kann Statkraft zusätzliche Erlöse aus dem Speicherbetrieb erzielen.

Patrick Koch, Head of German Origination bei Statkraft, sieht darin einen wirtschaftlichen Vorteil für beide Vertragsseiten. DB Energie könne die benötigte Day-Ahead-Flexibilität nutzen, ohne für die gesamte Speichervermarktung aufkommen zu müssen. Für das Solar- und Speicherprojekt eröffne die Kombination aus langfristiger Stromabnahme und zusätzlicher Vermarktung weitere Erlösmöglichkeiten.

Nach Kochs Angaben trägt dieses Modell auch zur Finanzierbarkeit der Anlage bei. Die langfristige Vermarktungsvereinbarung schaffe planbare Einnahmen, während die Nutzung verschiedener Strommärkte zusätzliche Erlöspotenziale erschließe.

DB Energie mit Sitz in Frankfurt am Main versorgt Eisenbahnverkehrsunternehmen in Deutschland mit Energie und betreibt unter anderem das rund 7.900 Kilometer lange Bahnstromnetz mit einer Frequenz von 16,7 Hertz. Nach Unternehmensangaben stammen derzeit 71,6 Prozent des DB-Bahnstroms aus erneuerbaren Energien. (ds) // VON DAVINA SPOHN

Diesen Artikel können Sie teilen: Zum Inhalt

XXXLutz bringt Strommarke „X-POWR“ auf den Markt



Quelle: Pixabay / lukasbieri

VERTRIEB. Der Möbelhändler XXXLutz bietet künftig auch Strom an. Die Abwicklung beim Kunden erfolgt ausschließlich über Maxenergy.

Zur neuen Küchen einen neuen Stromtarif. So soll künftig die Zusammenarbeit von XXXLutz und Maxenergy aussehen. Gemeinsam bringen die Unternehmen ab November den Ökostromtarif „X-POWR“ auf den Markt. Während der Möbelhändler XXXLutz die Marke vertreibt, übernimmt der Augsburger Energiehändler die Stromlieferung sowie die weitere Abwicklung im Hintergrund.

Mit dem Schritt erweitert XXXLutz sein Geschäft um die Energieversorgung von Haushaltskunden. Der Möbelhändler nutzt dabei das White-Label-Modell von Maxenergy: „X-POWR“ wird als Strommarke von XXXLutz angeboten, die Belieferung der Kunden erfolgt jedoch durch Maxenergy. Der Anbieterwechsel, die Kündigung beim bisherigen Lieferanten, die Anmeldung beim Netzbetreiber sowie die Vertragsabwicklung erfolgen über Augsburg.

Der Tarif wird vollständig digital über die Plattform „xpowr.de“ abgeschlossen. Kunden geben ihre Postleitzahl und Verbrauchsdaten ein oder laden ihre letzte Stromabrechnung hoch. Anschließend wird ein individueller Tarif berechnet. Nach Angaben der Unternehmen stammt „X-POWR“ aus 100 Prozent Ökostrom. Zudem bietet der Tarif eine Preisgarantie von zwölf Monaten.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Nach Angaben von XXXLutz soll die Strommarke künftig mit dem Kerngeschäft des Unternehmens verknüpft werden. Geplant sind Vorteile beim Stromtarif für Käufer ausgewählter energieeffizienter Haushaltsgeräte sowie bestimmter Küchenangebote.

Umgekehrt sollen die neuen Stromkunden Preisvorteile beim Kauf von Einrichtungen und Küchen erhalten. Damit versucht XXXLutz, Energieversorgung, Haushaltsgeräte und Wohnen stärker miteinander zu verbinden. Die konkrete Ausgestaltung der Rabatt- und Bonusprogramme wird aktuell abgestimmt.

„Mit X-POWR gehen wir einen Schritt über unser klassisches Einrichtungsgeschäft hinaus. Ein schönes Zuhause besteht für uns längst nicht mehr nur aus Möbeln und Küchen“, sagt Alois Kobler, CEO von XXXLutz Deutschland. Während moderne Haushaltsgeräte dazu beitragen können, den Stromverbrauch im Haushalt zu reduzieren, soll „X-POWR“ die dazugehörige Energieversorgung ergänzen. (sag)

// VON STEFAN SAGMEISTER

Zum Inhalt

Bronze, Silver und Gold bei Chargepoint



Quelle: ChargePoint

VERTRIEB. Der Ladesäulendienstleister „ChargePoint“ hat ein neues Partnerprogramm aufgelegt. Es soll Händlern zusätzliche wirtschaftliche Anreize bieten.

Der Ladeinfrastrukturanbieter Chargepoint will in Europa weiter wachsen und hat ein neues Vertriebspartnerprogramm für mehrere europäische Märkte vorgestellt. Mit dem „Channel Partner Program“ setzt das US-amerikanische Unternehmen auf ein dreistufiges Vergütungsmodell, das Vertriebspartnern unterschiedliche Konditionen einräumt.

Chargepoint entwickelt und vertreibt Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge sowie Software zur Steuerung, Überwachung und Abrechnung von Ladevorgängen. Hinzu kommen Wartung und technische Dienstleistungen. Neben Deutschland gehören Österreich, die Schweiz, Großbritannien, Frankreich, die Benelux-Staaten und die nordischen Länder zum Zielmarkt.

Das neue Channel Partner Program unterscheide künftig zwischen den Partnerstufen Bronze, Silver und Gold, heißt es in einer Mitteilung des Unternehmens. Die Einstufung richtet sich nach dem jährlichen Umsatz sowie dem Abschluss vorgeschriebener Schulungen und Zertifizierungen. Mit einer höheren Einstufung steigen die Rabatte auf Ladehardware, Softwareabonnements und Dienstleistungen. Hinzu kommen leistungsabhängige Bonuszahlungen.

Für Unternehmen der Kategorien Silver und Gold stellt Chargepoint zusätzliche Mittel für gemeinsame Marketingmaßnahmen bereit. Spezialisierte Ansprechpartner sollen sie bei der Vertriebsplanung und der Entwicklung neuer Geschäftsfelder unterstützen.

Ein wesentlicher Bestandteil des neuen Vertriebskonzepts ist zudem das digitale „Partner Connect Portal“. Vertriebspartner können dort geplante Ladeinfrastrukturprojekte registrieren. Nach Freigabe durch Chargepoint erhalten die registrierten Projekte einen Exklusivitätsschutz. Damit soll verhindert werden, dass Partner nach der Anbahnung eines Projekts durch konkurrierende Vertriebskanäle des Herstellers verdrängt werden.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

In Europa arbeitet das US-Unternehmen mit verschiedenen Partnern zusammen, insbesondere aus der Automobilindustrie. Dazu gehören Mercedes-Benz, Ford Pro und Daimler Buses. Weitere Kooperationen bestehen mit Flottenanbietern und Betreibern öffentlicher Ladeinfrastruktur.

„Mit unserem neuen Partnerprogramm unterstützen wir Vertriebspartner dabei, ein nachhaltiges Geschäft mit wiederkehrenden Umsätzen aufzubauen. Gleichzeitig können ihre Kunden Ladeinfrastruktur schneller installieren und effizienter betreiben“, sagt John Saffrett, Managing Director von Chargepoint Europe. (sag)

// VON STEFAN SAGMEISTER

^ Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

TECHNIK



(v.l.n.r.) Matthias Boxberger (CEO Avacon), Tim Meyerjürgens (CEO Tennet Germany), Ministerpräsident Olaf Lies und Heike Denecke-Arnold (CEO Salzgitter Flachstahl GmbH) bei der Inbetriebnahme der neuen Stromleitung. Quelle: Tennet Germany

Höchstspannungsleitung für Salzgitter nach fünf Jahren fertig

STROMNETZ. Eine neue 380-kV-Leitung soll die klimafreundliche Stahlproduktion in Salzgitter ermöglichen und stärkt die regionale Stromversorgung. Sie entstand in nur rund fünf Jahren.

Der Übertragungsnetzbetreiber Tennet Germany hat die Industrieleitung Salzgitter in Betrieb genommen. Die rund zehn Kilometer lange 380-kV-Freileitung verbindet die Umspannwerke Liedingen und Bleckenstedt/Süd. Sie schafft zusätzliche Netzkapazitäten für die Elektrifizierung industrieller Prozesse und stärkt zugleich die Stromversorgung der Region.

Niedersachsens Ministerpräsident Olaf Lies (SPD) bezeichnete das Projekt bei der Inbetriebnahme als wichtiges Signal für den Industriestandort. Besonders erfreulich sei, dass die Leitung innerhalb von rund fünf Jahren geplant, genehmigt und umgesetzt worden sei. „Genau dieses Tempo brauchen wir auch bei anderen wichtigen Zukunftsprojekten“, sagte Lies. Er verwies zudem auf mögliche Abnehmer für klimafreundlicher produzierten Stahl aus Salzgitter. Dazu zähle die Automobilindustrie.

Zusätzliche Kapazitäten für die Stahlproduktion

Die Leitung soll insbesondere die Transformation der Stahlproduktion bei der Salzgitter AG unterstützen. Das bestehende 220-kV-Netz hätte den absehbaren zusätzlichen Strombedarf langfristig nicht decken können, erklärte Tennet. Mit der neuen Infrastruktur stehen dem Industriestandort die erforderlichen Netzkapazitäten für die weitere Entwicklung zur Verfügung.

Die Tochtergesellschaft Salzgitter Flachstahl GmbH verfolgt mit ihrem Programm SALCOS eine Umstellung auf eine CO2-arme Stahlerzeugung. Die erste Ausbaustufe stehe kurz vor der Vollendung und solle im kommenden Jahr abgeschlossen werden, teilte die Vorsitzende der Geschäftsführung, Heike Denecke-Arnold, mit. Dann sollen unter anderem neue Anlagen wie ein Elektrolichtbogenofen in Betrieb gehen.

„Da die Transformation der Stahlproduktion wesentlich auf der Elektrifizierung von Prozessen beruht, ist die neue Leitung eine zentrale Voraussetzung für den Erfolg von SALCOS“, erläuterte Denecke-Arnold. Der zügige Ausbau der Netzkapazitäten sei für das Unternehmen und den gesamten Salzgitterkonzern von großer Bedeutung.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Netzausbau als Standortfaktor

Auch Tennet-Chef Tim Meyerjürgens hob die Bedeutung leistungsfähiger Stromnetze für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie hervor. Unternehmen benötigten eine verlässliche Energieinfrastruktur, um in Deutschland zu investieren, zu produzieren und Arbeitsplätze zu schaffen.

Die vergleichsweise kurze Projektdauer führt Tennet auf die Zusammenarbeit von Politik, Behörden, Kommunen, Industrie und Netzbetreibern sowie auf die pragmatische Nutzung vorhandener Verfahrensspielräume zurück. Meyerjürgens forderte, dieses Tempo auch bei anderen Infrastrukturvorhaben zum Maßstab zu machen.

Auch die regionale Versorgung profitiert

Die Leitung kommt nicht allein der Stahlindustrie zugute. Am Umspannwerk Bleckenstedt/Süd wird das Höchstspannungsnetz von Tennet mit dem regionalen Verteilnetz der Avacon AG verbunden. Das Energieunternehmen mit Sitz in Helmstedt betreibt Verteilnetze in Niedersachsen und angrenzenden Regionen.

Damit stärkt das Projekt auch die Stromversorgung weiterer Unternehmen und privater Haushalte im Versorgungsgebiet. Avacon-Vorstandschef und Finanzvorstand Matthias Boxberger betonte, dass eine sichere Energieversorgung das Zusammenspiel von Übertragungs- und Verteilnetzen voraussetze.

Die Planungen für die Industrieleitung begannen im Mai 2021. Im September 2023 startete der Bau der Umspannwerke, im April 2024 folgte der Bau der Freileitung. Das Projekt ist Teil der Ostfalen-Achse, eines rund 100 Kilometer langen Projektraums zwischen Mehrum bei Peine und der Landesgrenze zwischen Niedersachsen und Sachsen-Anhalt. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

Zum Inhalt

WERBUNG



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Fraunhofer will Stromrichter der Zukunft entwickeln


Quelle: Pixabay / Colin Behrens

F&E. Das Fraunhofer IISB verstärkt die Forschung an Stromrichtern. Die installierte Stromrichterleistung könnte sich dem Institut zufolge bis 2045 mehr als versiebenfachen.

Das Fraunhofer-Institut für Integrierte Systeme und Bauelementetechnologie (IISB) ist dem Fraunhofer-Exzellenzcluster Integrierte Energiesysteme (CINES) als assoziiertes Mitglied beigetreten. Wie das Institut aktuell mitteilt, soll die Zusammenarbeit insbesondere die Entwicklung von Stromrichtern für künftige Energiesysteme vorantreiben.

Das Erlanger Institut bringt dafür seine Kompetenzen in der Halbleitertechnik und Leistungselektronik ein. Im Mittelpunkt stehen Stromrichter, die künftig zusätzliche Aufgaben bei der Stabilisierung der Stromnetze übernehmen müssen: Während bislang die rotierenden Massen konventioneller Kraftwerksgeneratoren zur Stabilisierung von Netzfrequenz und Spannung beitrügen, müssten diese Funktionen mit dem zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien verstärkt durch leistungselektronische Systeme bereitgestellt werden, schreibt das Institut. Gleichzeitig steige der Bedarf an Stromrichtern durch die Elektrifizierung weiterer Anwendungen, teils im hohen Megawattbereich. Dazu zählen Großwärmepumpen, Batteriespeicher, Elektrolyseure, Schnellladestationen und Rechenzentren.

Nach Einschätzung der Fraunhofer-Forscher könnte sich die installierte stationäre Stromrichterleistung bis 2045 so mehr als versiebenfachen und rund 1.800 GW erreichen. Diese Entwicklung stelle neue Anforderungen an die eingesetzten Komponenten. Insbesondere Baugröße, Materialbedarf und Kühlung müssen nach Einschätzung der Forscher weiter optimiert werden.

Siliziumkarbid soll Materialbedarf reduzieren

Ein Schwerpunkt der Zusammenarbeit liegt auf dem Einsatz sogenannter “Wide- und Ultrawide-Bandgap-Halbleiter“. Dazu gehört unter anderem Siliziumkarbid. Diese Materialien ermöglichen dem Fraunhofer IISB zufolge geringere Schaltverluste und höhere Betriebstemperaturen als herkömmliche Halbleitertechnologien.

Das Fraunhofer IISB verweist auf Erfahrungen aus der Fahrzeugtechnik. Dort sei es bereits gelungen, das Systemvolumen leistungselektronischer Komponenten gegenüber konventionellen Lösungen um 50 bis 60 Prozent zu reduzieren. Allein die Kühlkörper könnten aufgrund geringerer Verluste und höherer zulässiger Betriebstemperaturen um 30 bis 40 Prozent kleiner ausgelegt werden.

Die Forschenden sehen darin auch Potenziale für stationäre Anwendungen mit hohen elektrischen Leistungen. Kleinere Komponenten könnten den Flächenbedarf von Anlagen verringern und den Einsatz von Materialien wie Aluminium reduzieren.

Mit der Einbindung des IISB will CINES die Forschung entlang der gesamten Wertschöpfungskette ausbauen. Diese reicht von der Entwicklung neuer Halbleitermaterialien und Chips über die Integration in Anlagen bis zur Einbindung der Stromrichter in das gesamte Energiesystem. (kmt) // VON KATIA MEYER-TIEN

Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

ZSW skaliert Kathodenmaterial


Quelle: ZSW/Elvira Eberhardt

STROMSPEICHER. Eine Pilotlinie in Ulm soll neue Batteriematerialien aus dem Labor in die industrielle Anwendung bringen. Davon könnten Hersteller von Elektroautos und Großspeichern profitieren.

Das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) hat in Ulm die Pilot-Linie „Powder-Up!“ in den Vollbetrieb überführt. Mit ihr können neue Kathodenmaterialien in Mengen hergestellt werden, die für die Entwicklung großer Batteriezellen nötig sind. Das ZSW spricht von der ersten unabhängigen Anlage dieser Art in Deutschland. Sie steht Industrie und Forschung für Kooperationen offen.

Kathodenmaterialien beeinflussen Energiedichte, Lebensdauer, Sicherheit und Kosten einer Batteriezelle. Neue Zusammensetzungen werden im Labor zunächst grammweise untersucht. Für industrienahe Zelltests sind größere Chargen erforderlich. Die Pilot-Linie ist für bis zu 100 Kilogramm ausgelegt. Erste Muster hat das ZSW bereits von wenigen Gramm auf rund 15 Kilogramm hochskaliert.

Das ZSW untersucht Nickel-Mangan-Kobalt-Kathoden (NMC) mit hoher Energiedichte, die etwa für reichweitenstarke Elektrofahrzeuge relevant sind. Der aktuelle Schwerpunkt liegt auf Lithium-Eisen-Phosphat (LFP). Diese Zellchemie kommt ohne Nickel und Kobalt aus, gilt als vergleichsweise kostengünstig, langlebig und thermisch stabil. Sie eignet sich insbesondere für stationäre Großspeicher, wird aber auch in Elektroautos eingesetzt.

Die Internationale Energieagentur (IEA) beziffert den Anteil von LFP an der 2025 weltweit neu installierten stationären Batteriespeicherkapazität auf mehr als 90 Prozent. Bei den in Elektrofahrzeugen eingesetzten Batterien waren es über 55 Prozent. Das ZSW fertigt LFP-Material bereits im Kilogrammmaßstab. Daneben befasst es sich mit Kathodenmaterialien für Natrium-Ionen-Batterien, die künftig ebenfalls für stationäre Speicher infrage kommen.

Auf rund 2.400 Quadratmetern stehen mehr als 135 Anlagen und Geräte für Synthese, Wärmebehandlung bei 600 bis 1.000 Grad Celsius, Analyse und Qualitätssicherung. Die Prozessdaten werden digital erfasst und sollen auch für KI-gestützte Entwicklungen genutzt werden. Das ZSW verfügt zudem über Einrichtungen zur Zellfertigung und Batterieprüfung.

Bund und Land förderten das Projekt mit rund 34 Millionen Euro. Davon flossen 24 Millionen Euro des Bundes in Technik und Infrastruktur und zehn Millionen Euro des Landes in das Gebäude. Eingeweiht wurde die Anlage 2024, im März 2025 begann die Inbetriebnahme.

Auch für Europas Lieferketten ist das Vorhaben relevant: Laut IEA wurden 2025 rund 85 Prozent der weltweiten Kathodenaktivmaterialien für Elektrofahrzeugbatterien in China produziert. Die Ulmer Anlage erleichtert die Erprobung eigener Herstellungsverfahren. (fw) // VON FRITZ WILHELM

^ Zum Inhalt

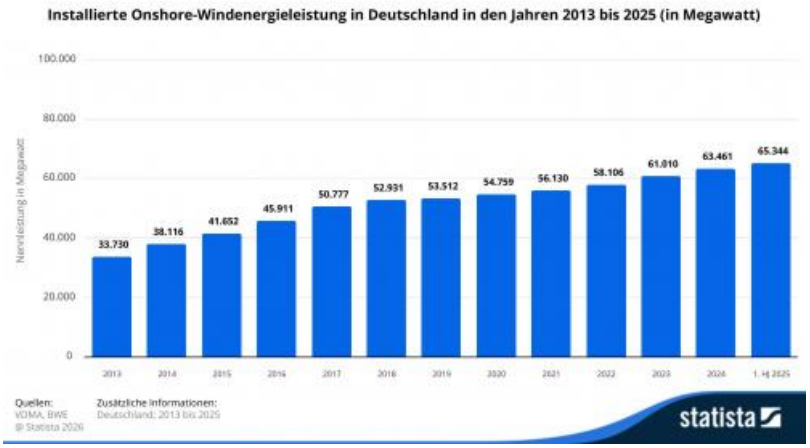
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Onshore-Windenergieleistung in Deutschland 2013 bis 2025



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken
Quelle: Statista

Im ersten Halbjahr 2025 betrug die kumulierte Nennleistung der ins deutsche Stromnetz einspeisenden Onshore-Windenergieanlagen rund 65,3 Gigawatt. // VON REDAKTION

Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

UNTERNEHMEN



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

„80 Prozent der Heizungen sind nicht richtig eingestellt“

WÄRME. „myWarm“-Geschäftsführer Klaus Hense erklärt im Gespräch mit der Redaktion, warum Anlagendaten für einen effizienten Betrieb immer wichtiger werden.

Der Wärme- und Messdatenspezialist My Warm hat sein Geschäft um digitale Steuerungslösungen erweitert. Geschäftsführer Klaus Hense sieht im Gespräch mit der Redaktion den Ansatz vor allem darin, bestehende Heizungsanlagen an den tatsächlichen Bedarf von Gebäuden anzupassen. Das Unternehmen verbindet dazu Daten aus dem Anlagenbetrieb mit Wetterdaten und bietet mit „Optimize-Control“ einen digitalen Heizungskeller, der aktiv in die Heizungssteuerung eingreift.

Nach Einschätzung von Hense besteht bei einem großen Teil des Gebäudebestands hierzulande Handlungsbedarf. Er verweist auf eine Untersuchung des Forschungsprojekts „BaltBest“ (Einfluss der Betriebsführung auf die Effizienz von Heizungsanlagen im Bestand), nach der rund 80 Prozent der untersuchten Heizungen nicht oder falsch eingestellt sind. „Hier liegt ein riesiger Hebel, um Kosten schnell und günstig einzusparen“, sagt Hense. Die Erfahrungen aus den eigenen Projekten zeichneten ein ähnliches Bild. My Warm hat nach Unternehmensangaben seit 2010 mehr als 200.000 Heizflächen hydraulisch abgeglichen und dabei in jedem Gebäude Möglichkeiten zur Optimierung gefunden.

Als Ursachen nennt Hense unter anderem zu hohe Vorlauftemperaturen, fehlende Anpassungen an die Witterung und Wärmeerzeuger, die weiterhin mit Einstellungen aus der Inbetriebnahme arbeiten. Hense: „Während sich Nutzung, Komponenten und Anforderungen eines Gebäudes über die Jahre verändern, bleiben die Einstellungen der Heizungsanlage oftmals unverändert.“ Die Heizsysteme laufen entsprechend ineffizient.

Hier setzt das Unternehmen mit dem digitalen Heizungskeller „myWarm Optimize-Control“ an. Dadurch ist es möglich, den laufenden Betrieb der Heizungsanlage zu erfassen und zu steuern. Nach Angaben von Hense eignen sich die Lösungen für alle Gebäude und Heizungsarten. Den Schwerpunkt für eine Heizungsoptimierung sieht er allerdings bei Gebäuden der Energieeffizienzklasse E oder schlechter, weil dort der Ausgangsverbrauch höher liegt und damit auch die möglichen Einsparungen größer sind.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Der Geschäftsführer sieht die Heizungsoptimierung als Maßnahme, die Immobilienbesitzer noch vor Eingriffen in die Gebäudehülle oder dem Austausch des Wärmeerzeugers umsetzen können – und das ohne große Investitionen. Er will die Optimierung aber nicht als Ersatz für Dämmung, Fenstertausch oder weitere Sanierungsschritte verstanden wissen. Sie könne vielmehr die Ausgangsbedingungen verbessern. Als Beispiel nennt Hense die Absenkung der Vorlauftemperatur. Sie könne dazu beitragen, ein bestehendes Heizsystem überhaupt erst auf den Einsatz einer Wärmepumpe oder den Anschluss an die Fernwärme vorzubereiten.

Mit Optimize-Control geht My Warm über die einmalige Einstellung einer Anlage weit hinaus. Seit 2010 habe das Unternehmen 13,8 Milliarden Temperaturmesspunkte erfasst, sagt Hense. Diese Daten kombiniert es mit aktuellen Betriebsdaten der jeweiligen Anlage sowie Wetterdaten und Prognosen. Der Algorithmus entwickelt daraus einen Betriebspunkt und steuert entsprechend die vorhandenen Komponenten. Damit unterscheidet Hense den Ansatz von anderen Lösungen, die sich auf das Monitoring und die Darstellung von Betriebsdaten beschränken.

10 bis 15 Prozent ohne zusätzlichen Abgleich

Technische Grundlage ist ein Building Controller, den My Warm in die bestehende Heizungsanlage integriert. Er erfasst unter anderem Vorlauftemperaturen, Daten von Mischern, Sensorenpumpen und Informationen zum Wärmeerzeuger. Die Daten gelangen anschließend in die Systeme von My Warm und dienen dort als Grundlage für die Steuerung. Über Schnittstellen kann Optimize-Control auf vorhandene Anlagenkomponenten zugreifen. Größere bauliche Veränderungen sind dafür nach Angaben des Unternehmens in der Regel nicht erforderlich. Im laufenden Betrieb arbeitet das System weitgehend automatisiert.

Für den Einsatz des digitalen Heizungskellers ohne zusätzlichen hydraulischen Abgleich nennt Hense im Mittel Energieeinsparungen zwischen 10 und 15 Prozent. Rund 10 Prozent der Projekte erreichten Werte von mindestens 15 Prozent. Die Kombination mit einem adaptiven hydraulischen Abgleich erhöht die Einsparung auf bis zu 35 Prozent.

Für Investitionen in die Heizungsoptimierung hält Hense jedoch stabile regulatorische Vorgaben für erforderlich. Die Unsicherheit der vergangenen Jahre habe dazu geführt, dass Unternehmen der Immobilienwirtschaft Investitionsentscheidungen verschoben hätten. Sie hätten abgewartet, um Anpassungen infolge neuer gesetzlicher Vorgaben zu vermeiden. Dass der hydraulische Abgleich verpflichtend bleibt und Vorgaben zur Digitalisierung und Heizungssteuerung bestehen, schafft aus Henses Sicht eine Grundlage für Investitionen. Zugleich fordert er eine konsequentere Umsetzung und Kontrolle bestehender Anforderungen.

Das vollständige Gespräch mit Klaus Hense lesen Sie in der E&M-Zeitungsausgabe vom 1. November. (hr)

// VON HEIDI ROIDER

^ Zum Inhalt

WERBUNG

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten



Sefe sichert sich LNG aus Kanada für 20 Jahre


Quelle: Shutterstock / VladSV

GAS. Sefe hat mit der kanadischen Ksi Lisims LNG einen Liefervertrag über jährlich eine Million Tonnen verflüssigtes Erdgas geschlossen. Für diesen Winter aber bringt das nichts mehr.

Der bundeseigene Energiekonzern Securing Energy for Europe (SEFE) hat mit dem kanadischen Unternehmen Ksi Lisims LNG einen Liefervertrag über jährlich eine Million Tonnen verflüssigtes Erdgas (LNG) mit einer Laufzeit von 20 Jahren abgeschlossen. Das geht aus einer aktuellen Mitteilung des Unternehmens hervor. Die ersten Lieferungen werden Anfang der 2030er-Jahre erwartet. Der Vereinbarung war eine Absichtserklärung Anfang 2026 vorausgegangen (wir berichteten).

Es handelt sich um den ersten langfristigen LNG-Liefervertrag von Sefe mit einem kanadischen Partner. Die Vereinbarung sieht eine „Free on Board" (FOB)- Lieferung vor. Damit übernimmt Sefe die Ladungen am vereinbarten Verladehafen. Die Transportorganisation ab diesem Punkt liegt beim Käufer. Die vertraglich vereinbarten Mengen sind nicht an bestimmte Zielhäfen gebunden. Sefe kann das LNG damit auf unterschiedlichen internationalen Märkten einsetzen. Nach Angaben des Unternehmens soll diese Flexibilität die Steuerung des weltweiten LNG-Portfolios erleichtern und die Versorgung seiner Kunden absichern.

LNG-Produktion mit Wasserkraft geplant

Ksi Lisims LNG ist ein Gemeinschaftsunternehmen von Western LNG, Rockies LNG und der indigenen Nisga'a Nation. Das Projekt soll kanadische Erdgasvorkommen für die LNG-Produktion erschließen und dabei erneuerbare Wasserkraft einsetzen. Nach Angaben der Projektpartner soll die Nutzung von Wasserkraft die Emissionen bei der Verflüssigung des Erdgases reduzieren. Die Beteiligung der Nisga'a Nation soll darüber hinaus wirtschaftliche Perspektiven für die indigene Gemeinschaft schaffen.

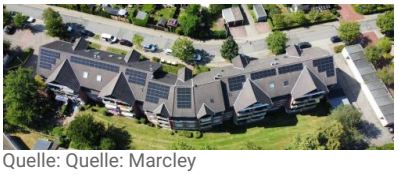
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Mit dem Vertrag erweitert Sefe seine langfristigen LNG-Bezugsquellen um Kanada. Das Unternehmen ist in der Beschaffung, im Handel, im Vertrieb sowie im Transport und in der Speicherung von Energie tätig.

Nach eigenen Angaben beliefert Sefe mehr als 50.000 Unternehmen, darunter Industriebetriebe, Stadtwerke und internationale Konzerne. Das jährliche Vertriebsvolumen von Gas und Strom liegt bei mehr als 200 Milliarden kWh. Der Konzern beschäftigt weltweit mehr als 2.000 Mitarbeitende und befindet sich im Eigentum des Bundes. (kmt) // VON KATIA MEYER-TIEN

Zum Inhalt

Solarstrom ohne Anbieterwechsel


Quelle: Quelle: Marcley

PHOTOVOLTAIK. In Goslar versorgen neue Photovoltaikanlagen 227 Wohnungen mit Solarstrom – nicht als Mieterstromprojekt, sondern als Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung.

Das Energieunternehmen Marcley und die Goslarer Wohnstättengesellschaft haben im Goslarer Stadtteil Ohlhof PV-Anlagen mit insgesamt 326 kW Leistung auf Mehrfamilienhäusern mit 227 Wohnungen installiert. Das Besondere: Das Projekt wurde nicht als Mieterstromprojekt, sondern als „Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung“ (GGV) realisiert.

Bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung errichtet ein Investor – der auch der Vermieter selber sein kann – eine Photovoltaik-Anlage auf dem Dach eines Mehrfamilienhauses und schließt mit interessierten Bewohnern des Gebäudes einen Stromliefervertrag für Strom aus dieser Anlage. So können die Mieter einen Teil ihres Strombedarfs durch vor Ort produzierten Solarstrom decken. Der übrige Bedarf wird weiterhin durch individuelle Stromlieferverträge aus dem Stromnetz gedeckt.

Geregelt wird die Nutzung des PV-Stroms durch einen Gebäudestromnutzungsvertrag. Hier legt der Anlagenbetreiber die Verteilung des Stroms auf die teilnehmenden Haushalte sowie den Strompreis fest. Im Goslaer Projekt liegt der Solarstromtarif bei 22,99 Cent brutto je kWh. Überschüssigen Strom speisen die Anlagenbetreiber ins Netz.

Die Umsetzung in Goslar erfolgte in zwei Bauabschnitten. Zunächst wurden drei Projekte mit 61 Wohnungen am Theodor-Heuss-Ring realisiert. Anschließend folgten sechs weitere Projekte mit insgesamt 166 Wohnungen an der Ohlhofbreite, am Konrad-Adenauer-Ring und am Mörikeweg. Beim zweiten Bauabschnitt lagen zwischen dem Baubeginn im Juni 2026 und der ersten Stromlieferung am 1. September rund drei Monate.

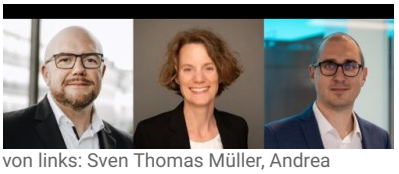
Marcley verantwortet die Planung, Finanzierung, Installation, den Betrieb und die Abrechnung der Anlagen. Dazu gehört auch der Austausch der bisherigen Stromzähler gegen intelligente Messsysteme.

Der Arbeitspreis für den Solarstrom ist ab Inbetriebnahme der jeweiligen Anlage für zehn Jahre garantiert. Über eine App können die Mieter ihren Solarstromverbrauch und die errechneten Einsparungen einsehen.
// VON KATIA MEYER-TIEN

Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Schleupen schafft Position des CTO



von links: Sven Thomas Müller, Andrea Martini, Sebastian Jancke. Quelle: Schleupen SE

PERSONALIE. Im Vorstand der Schleupen SE gibt es eine neue Position. Diese wird künftig von einem Manager aus dem Gesundheitssektor bekleidet.

Sven Thomas Müller wird im Vorstand der Schleupen SE die neu geschaffene Position des Chief Technical Officer (CTO) übernehmen. Laut einer Unternehmenssprecherin wird er die Stelle am 1. November 2026 antreten.

Damit wird der Vorstand der Schleupen SE künftig aus drei Personen bestehen: Volker Kruschinski (CEO), Kersten Heineke (COO) und Sven Thomas Müller (CTO).

Mit Müllers Berufung schaffe Schleupen die Voraussetzungen, „technologische Entscheidungen schneller zu treffen und die Weiterentwicklung von Schleupen.CS konsequent an den Anforderungen der Energie- und Wasserwirtschaft auszurichten“, wie es in einer Mitteilung heißt. Dabei liege ein Schwerpunkt auf dem Ausbau von Cloud- und Software-as-a-Service-Lösungen.

Sven Thomas Müller verfügt nach Angaben seines neuen Arbeitgebers über mehr als 20 Jahre Erfahrung im Themenfeld der IT. Zuletzt sei er CTO für den Bereich Hospital Information Systems bei der Compu Group Medical gewesen. Zuvor habe er als CIO die weltweite IT-Organisation des Software-Entwicklers für Arztpraxen und Kliniken geleitet.

Ihm zur Seite stehen Andrea Martini und Sebastian Jancke, die zum 1. November zu Direktoren im Bereich Softwareentwicklung ernannt werden. Beide sind seit Langem im Unternehmen tätig: Martini seit 24 Jahren, Jancke seit elf Jahren. (fw) // VON FRITZ WILHELM

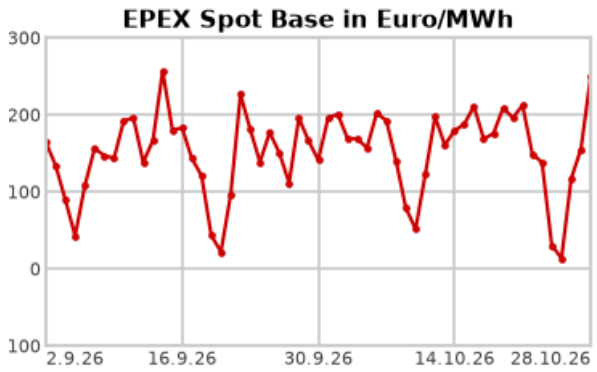
Diesen Artikel können Sie teilen:

Zum Inhalt

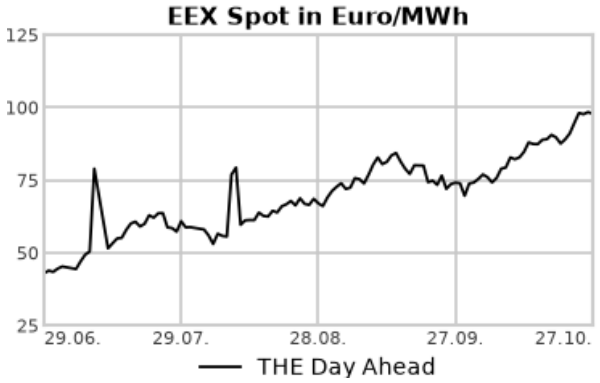
© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Strompreise steigen trotz Entspannung bei Gas



Quelle: E&M

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

Zumeist leichter haben sich die Energiemärkte am Dienstag präsentiert. Der deutsche Strommarkt legte überwiegend zu, doch Gas, Öl und CO2 gaben nach. Händler verwiesen auf neue diplomatische Bemühungen um eine Öffnung der Straße von Hormus. Doch noch sprechen die Konfliktparteien nicht direkt miteinander, sondern sind auf Vermittler und Boten angewiesen. Eine rasche Einigung zeichnet sich nicht ab.

Zudem hat sich die Prognose eines bevorstehenden ersten Kältevorstoßes in Nordwesteuropa und Deutschland konsolidiert und findet sich daher auch am Berichtstag in den Prognosekarten der Wetterdienste. Der Frontmonat im Strom kletterte dementsprechend mit kräftigen Aufschlägen.

Strom: Überwiegend fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag gezeigt. Der Day-Ahead gewann im Base massive 94,25 auf 249,50 Euro je Megawattstunde und im Peak 105,75 Euro auf 257,25 Euro je Megawattstunde. An der Börse wurde die Grundlast mit 249,21 Euro und die Spitzenlast mit 257,05 Euro ermittelt.

Zurückzuführen ist der Preissprung auf die deutlich geringere Einspeiseleistung von Wind und Solar. Die Meteorologen von Eurowind gehen für den Mittwoch von 17,1 Gigawatt aus. Für den Berichtstag wurde hingegen eine Einspeiseleistung von 29,8 Gigawatt vorhergesagt. An den Tagen danach soll sich das Wind- und Solarstromaufkommen auf Werte von eben über 10 Gigawatt vermindern.

Das längerfristig orientierte US-Wettermodell geht bis zum Ende seines 16-tägigen Prognosezeitraums für Deutschland von einem sehr moderaten bis allenfalls durchschnittlichen Windaufkommen aus. Ein weiterer bullisher Faktor für den deutschen Markt sind die Temperaturen, die den US-Meteorologen zufolge ab dem 5. November unter die Durchschnittswerte fallen sollen. Das US-Modell geht von einem Kältevorstoß aus, der die Temperaturen in Deutschland bis zu 6 Grad Celsius unter die Durchschnittswerte drücken könnte. Entsprechend fest hat sich am Berichtstag der Frontmonat November gezeigt.

Das Strom-Cal-27 hingegen gewann am Berichtstag nur um moderate 0,39 auf 155,71 Euro je Megawattstunde hinzu.

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

CO2: Etwas leichter haben sich die CO2-Preise am Dienstag gezeigt. Der Dec 26 verlor bis gegen 13.22 Uhr 0,39 auf 87,80 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 11,0 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 88,46 Euro, das Tief bei 87,60 Euro.

Händler führen die Abgaben auf die Verluste bei Gas zurück. Laut den Analysten von Vertis notiert der Dec 26 damit weiter in seiner etablierten Range. Erst Notierungen oberhalb von 88,82 Euro je Tonne würden hieran etwas ändern.

Erdgas: Nach den massiven Zugewinnen vom Vortag ist es am Dienstag zu einem Rücksetzer am Gasmarkt gekommen. Offenbar haben einige Marktteilnehmer die hohen Preise zu Gewinnmitnahmen genutzt. Der richtungsweisende Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 13.16 Uhr 2,040 auf 94,290 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE sank der Day-Ahead um 2,085 auf 96,475 Euro je Megawattstunde.

An der fundamentalen Situation hat sich aber nichts Wesentliches geändert. Die Beeinträchtigungen des Schiffsverkehrs in der Straße von Hormus – über die zuvor rund 20 Prozent des weltweiten Flüssigerdgases transportiert wurden – haben die Exporte aus Katar und den Vereinigten Arabischen Emiraten gebremst, die größtenteils für Asien bestimmt waren. Die LNG-Importe Europas liegen unter dem Vorjahresniveau, wobei der Rückgang laut ANZ-Analysten bis Ende des Monats voraussichtlich 11 Prozent erreichen wird.

Der Lieferausfall hat den Wettbewerb um verfügbare LNG-Ladungen zwischen europäischen und asiatischen Abnehmern verschärft. Europa dürfte zwar nicht mit einer Gasverknappung konfrontiert sein, doch der Wettbewerb könnte die Kosten in die Höhe treiben und die Rechnungen der Verbraucher verteuern, so Marktbeobachter. Die norwegischen Gasexporte beliefen sich am Berichtstag auf 323,7 Millionen Kubikmeter. (cdg) // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

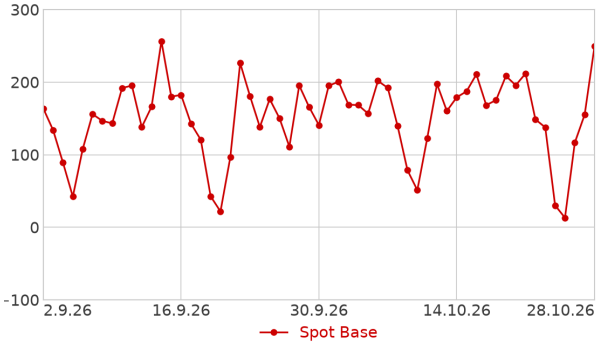
^ Zum Inhalt

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

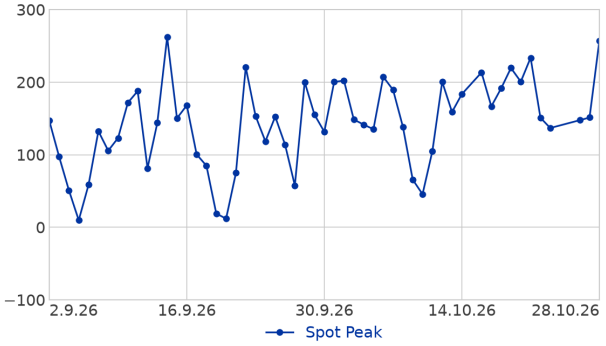
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

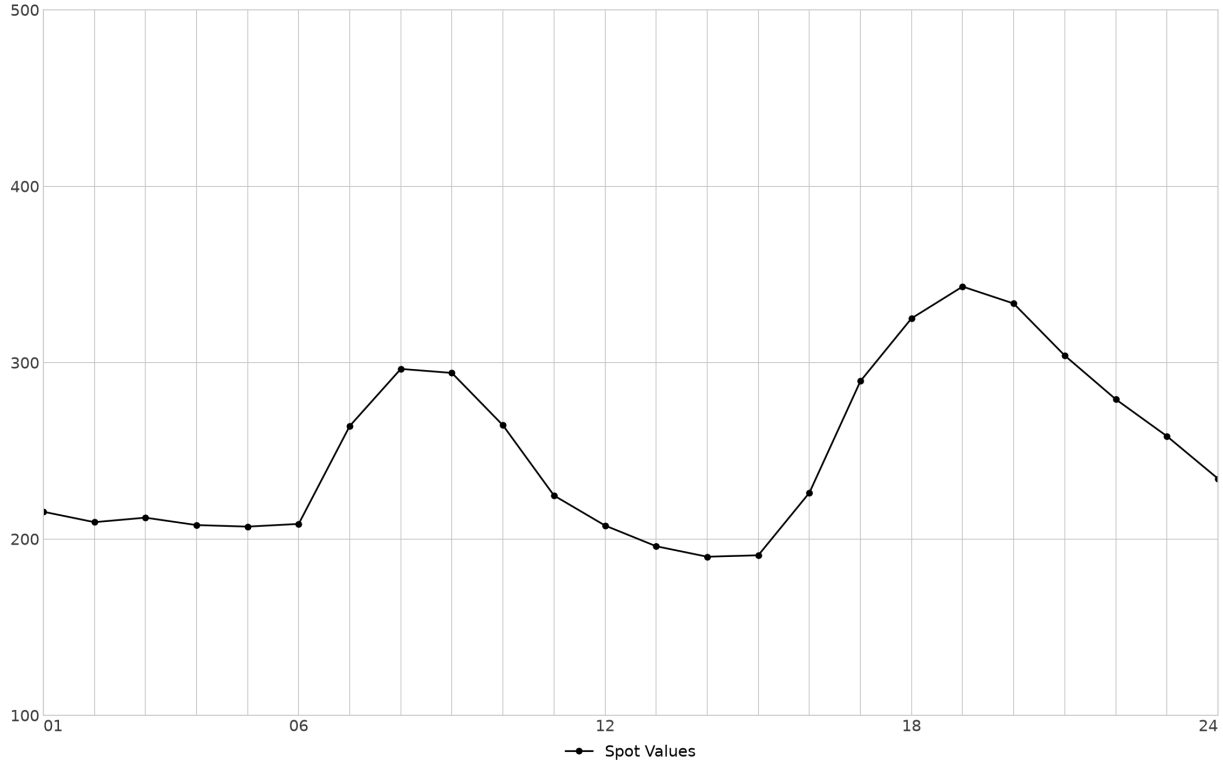
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Strom Terminmarkt

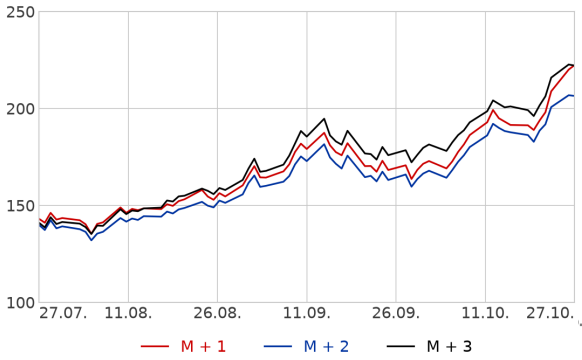
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	27.10.26	German Power Nov-2026	222,33
M2	27.10.26	German Power Dec-2026	206,48
M3	27.10.26	German Power Jan-2027	222,13
Q1	27.10.26	German Power Q1-2027	206,31
Q2	27.10.26	German Power Q2-2027	128,56
Q3	27.10.26	German Power Q3-2027	138,09
Y1	27.10.26	German Power Cal-2027	156,43
Y2	27.10.26	German Power Cal-2028	115,45
Y3	27.10.26	German Power Cal-2029	97,48

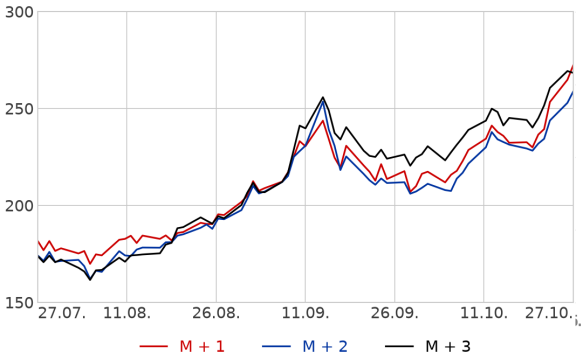
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	27.10.26	German Power Nov-2026	272,24
M2	27.10.26	German Power Dec-2026	258,75
M3	27.10.26	German Power Jan-2027	268,36
Q1	27.10.26	German Power Q1-2027	234,15
Q2	27.10.26	German Power Q2-2027	108,21
Q3	27.10.26	German Power Q3-2027	126,98
Y1	27.10.26	German Power Cal-2027	164,95
Y2	27.10.26	German Power Cal-2028	125,96
Y3	27.10.26	German Power Cal-2029	105,66

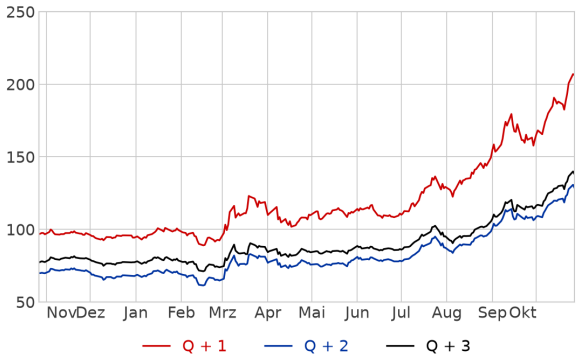
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



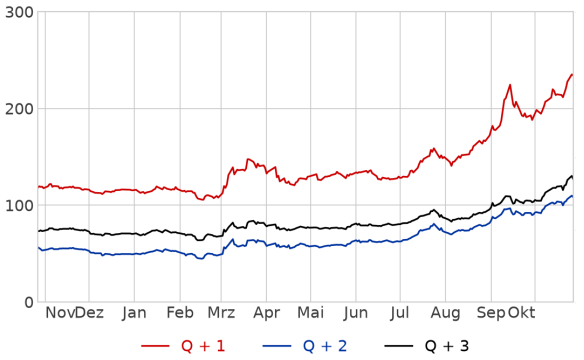
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



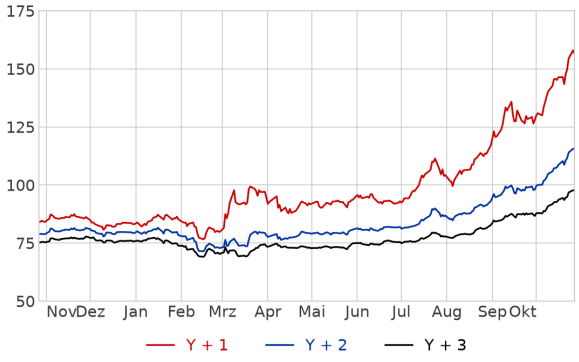
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



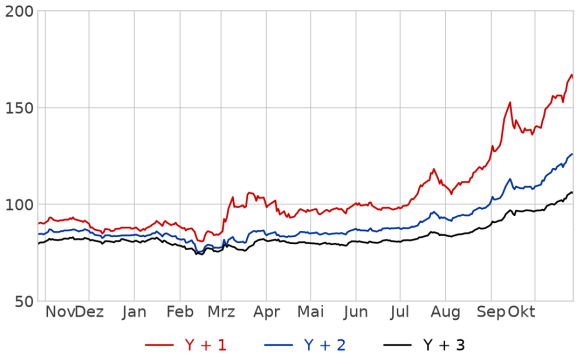
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

Gas Spot- und Terminmarkt

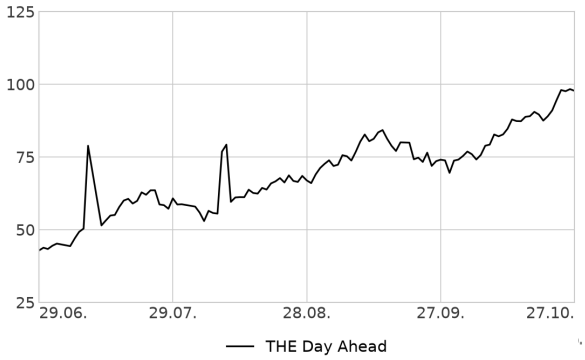
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	27.10.26	German THE Gas Nov-2026	97,32
M2	27.10.26	German THE Gas Dec-2026	97,24
Q1	27.10.26	German THE Gas Q1-2027	95,90
Q2	27.10.26	German THE Gas Q2-2027	76,00
S1	27.10.26	German THE Gas Sum-2027	73,41
S2	27.10.26	German THE Gas Win-2027	68,82
Y1	27.10.26	German THE Gas Cal-2027	78,14
Y2	27.10.26	German THE Gas Cal-2028	50,26

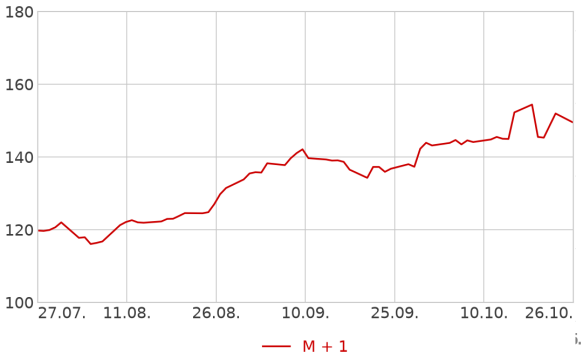
Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	27.10.26	249,21	EUR/MWh
Germany Spot peak	27.10.26	257,05	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	27.10.26	88,05	EUR/tonne
Coal API2 November 2026	26.10.26	149,45	USD/tonne

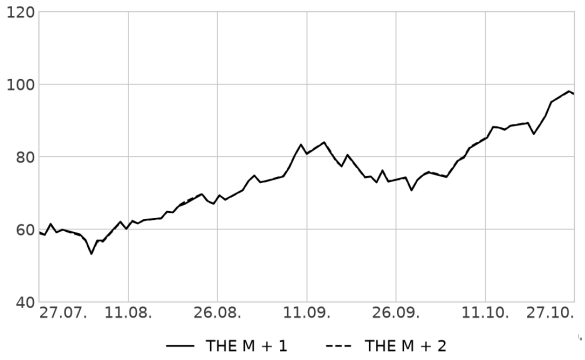
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



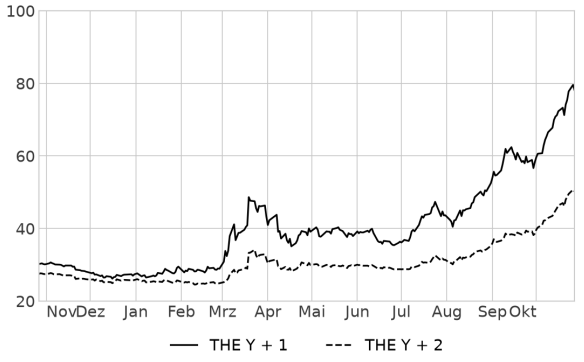
Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	27.10.26	97,73	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2026	27.10.26	97,32	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	27.10.26	78,14	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dec-2026	27.10.26	113,88	USD/bbl

Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



EUA in Euro/t (EEX)



© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

E&M STELLENANZEIGEN

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

MITNETZ STROM ist der größte regionale Verteilernetzbetreiber in Mitteldeutschland. In der Abteilung...

in Taucha

vor 2 h

Parkplatz / Mitarbeiterrabatte

Ingenieur - Steuerung & Überwachung / Strom- & Gasnetze (m|w|d)

Du bist ehrgeizig, teamorientiert und hast große Ziele? Wir auch! MITNETZ STROM ist der größte regio...

in Taucha

vor 2 h

Parkplatz / Betriebsarzt / Mitarbeiterrabatte

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

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

in Chemnitz

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit

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

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

in Gelsenkirchen

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit

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

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

in Halle (Saale)

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit

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

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

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: **Kerstin Bergen**

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: **Kerstin Bergen**

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

© 2026 by Energie & Management E&M - Alle Rechte vorbehalten

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH
Mühlfelder Str. 18 a - D-82211 Herrsching
Tel. +49 (0) 81 52/93 11 0 - Fax +49 (0) 81 52/93 11 22
info@emvg.de - www.energie-und-management.de

Geschäftsführer: Martin Brückner
Registergericht: Amtsgericht München
Registernummer: HRB 105 345
Steuer-Nr.: 117 125 51226
Umsatzsteuer-ID-Nr.: DE 162 448 530

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

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

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

Folgen Sie E&M auf: