



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**122,51 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**48,71 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZITAT DES TAGES

„Eine Kombination aus Freileitung und Erdverkabelung innerhalb eines Vorhabens ist weder für Planung und Genehmigung noch für Bau und Betrieb sinnvoll.“

Werner Götz, Vorsitzender der Geschäftsführung von Transnet BW, erklärte dies anlässlich eines Offenen Briefes an den Bundestag

STUDIEN

Investitionsbedarf erhöht Druck auf Stadtwerke

REGENERATIVE

Erneutes Plus bei der Direktvermarktung

STROMNETZ

Westfalen Weser baut Netze und Erneuerbare weiter aus

Inhalt

TOP-THEMA

→ **STROMNETZ:** Nach Brandanschlag: Haushaltskunden haben wieder Strom

POLITIK & RECHT

- **STUDIEN:** Investitionsbedarf erhöht Druck auf Stadtwerke
- **STROMNETZ:** Bündnis fordert klaren Freileitungsvorrang
- **EUROPAEISCHE UNION:** VKU begrüßt Pläne zur Förderung der Elektrifizierung
- **WÄRME:** Holzenergieverband kritisiert Förderhürden

HANDEL & MARKT

- **REGENERATIVE:** Erneutes Plus bei der Direktvermarktung
- **GASSPEICHER:** Sefe Storage und Gascade bilden einheitlichen Speicherpunkt
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Konsortium erhält Zuschlag für E-Lkw-Ladenetz
- **REGENERATIVE:** Marktwerte trotz negativen Preisen deutlich gestiegen
- **ÖSTERREICH:** E-Wirtschafts-Präsident bilanziert „sechs wilde Jahre“
- **BIOMASSE:** Trotz Zuschlag für Biomethananlagen übt Verband Kritik

TECHNIK

- **WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR:** Creos vergibt Auftrag für „MosaHYc“-Leitung
 - **WINDKRAFT OFFSHORE:** Weltverband fordert schnelleren Offshore-Ausbau
 - **IT:** Enni setzt auf Plattform von Arvato Systems
 - **STUDIEN:** Dimethylether könnte E-Fuels günstiger machen
 - **STATISTIK DES TAGES:** Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland bis 2025
-

UNTERNEHMEN

- **STROMNETZ:** Westfalen Weser baut Netze und Erneuerbare weiter aus
 - **STROMNETZ:** Schneider Electric und Kraken vereint für Netzflexibilität
 - **IT:** Stadtwerke Baden-Baden starten Glasfaser-Ausbau
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Gas und CO2 unter Druck, Strom uneinheitlich
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Nach Brandanschlag: Haushaltskunden haben wieder Strom



Ebenfalls durch Sabotage beschädigter Strommast bei Garching. Quelle: Bayernwerk

STROMNETZ. Der Stromausfall in Reutlingen (Baden-Württemberg) ist durch Brandstiftung in einem Umspannwerk ausgelöst worden. Zu Einzelheiten äußerte sich jetzt die Geschäftsführung von Netze BW.

Mit einer positiven Meldung eröffnete Jörg Reichert, Vorsitzender der Netze BW, am 9. Juni die Pressekonferenz zum Brandanschlag auf ein Umspannwerk in Reutlingen: Fast alle Haushalte sind wieder an die Stromversorgung angeschlossen. Einige Gewerbe- und Industriekunden müssen allerdings noch warten, vermutlich bis Mittwoch.

Am Montagmorgen um 01.45 Uhr war es durch einen Brand, der auch die beiden Transformatoren beschädigte, zum Ausfall des 110-kV-Umspannwerks West in Reutlingen gekommen. Es wird gemeinsam von Netze BW und Fair-Netz, einer Tochter der Stadtwerke Reutlingen, betrieben. Dadurch fiel allerdings auch das nachgelagerte Umspannwerk Mitte aus, was die Lage zusätzlich verschärfte: Betroffen waren 7.600 Haushalte und 40.000 Menschen. Zur genauen Schadenshöhe wollte man sich bei Netze BW noch nicht äußern, sie werde aber sicher im Millionenbereich liegen, hieß es. Die weiteren Arbeiten, um die ursprüngliche Konfiguration der Anlage wiederherzustellen, werden nach Angaben von Richard Huber, Leiter Systemübergreifende Infrastruktur des Netzbetreibers, noch Monate.

Nach Angaben von Baden-Württembergs Innenminister Manuel Hagel (CDU) wurde eine Polizeieinsatzhundertschaft nach Reutlingen verlegt, um Präsenz an kritischer Infrastruktur und in den vom Stromausfall betroffenen Gebieten zu zeigen. Die Ermittlungen konzentrieren sich inzwischen auf den Verdacht der vorsätzlichen Brandlegung sowie der gezielten Störung öffentlicher Betriebe. Hagel sagte, man werde den Fall ergebnisoffen in alle Richtungen untersuchen – also auch, ob ein Brandanschlag oder ein terroristischer Akt dahinterstecken könnte. Auch Bundesinnenminister Alexander Dobrindt (CSU) sprach von einem Brandanschlag.

Das LKA teilte mit, bislang gebe es weder Hinweise auf Tatverdächtige noch auf ein Motiv. Der Zaun des Umspannwerks wurde beschädigt und die Brände mit einem Brandbeschleuniger an mehreren Stellen gelegt.

Zügige Wiederversorgung als Ziel

Während man sich bei Netze BW mit Verweis auf die Zuständigkeit der Sicherheitsbehörden zu der Brandursache nicht weiter äußern wollte, ging der Netzbetreiber auf Fragen zur Anlagensicherheit ein. Allerdings ohne – aus Sicherheitsgründen – konkret zu werden. Reichert betonte, an den vorliegenden Konzepten werde permanent gearbeitet, sowohl die physische Resilienz als auch die Cybersicherheit seien ständig Thema.

Die zweite Frage müsse aber immer sein, ob man eine schnelle Instandsetzung hinbekomme, wenn Schäden entstanden sind. Und da sei man gut gerüstet und aufgestellt. In dem Zusammenhang verwies er darauf, dass es bei einem Hochspannungsleitungsnetz mit einer Länge von 4.000 Kilometern und 330 Umspannwerken keine absolute Sicherheit geben könne. „Es ist wichtig, dass wir handlungsfähig sind, wenn es Ausfälle gibt“, sagte auch Richard Huber.

Der Leiter Systemübergreifende Infrastruktur erklärte, dass die Sicherheitskonzepte seit Jahren an die wachsende Bedrohungslage angepasst werden. Man baue zudem massiv Mitarbeiter und Material auf, um nach Schäden eine zügige Wiederversorgung hinzubekommen. Reichert verwies darüber hinaus auf die Abwägung zwischen Transparenz beim Netzausbau und -betrieb sowie dem Schutzbedarf der Infrastruktur. Auch das müsse vor dem Hintergrund wachsender Bedrohungen neu bewertet werden.

Erweiterte Schutzmaßnahmen wie massive Zaunanlagen, Videoüberwachung oder gar der Einsatz von Sicherheitspersonal müssten mit der Politik diskutiert werden. Dabei gehe es schließlich um hohe Kosten.

Sabotage auch bei Bayernwerk-Masten

Zuletzt hatten ein Brandanschläge auf zwei Hochspannungsmasten des Bayernwerks für Aufsehen gesorgt. Die Sabotageakte in Garching bei München haben am frühen Pfingstmontag zu einem allerdings nur 45-minütigen Stromausfall geführt. Durch Schaltmaßnahmen konnten die betroffenen Regionen schnell wieder versorgt werden.

Weit gravierendere Auswirkungen hatten zuletzt Sabotageakte in Berlin und Umgebung. Bei Tesla in Grünheide gingen im März die Lichter aus, nachdem ein Mast, an dem die Freileitungen in Erdkabel überführt werden, in Brand gesetzt worden war. In Berlin selbst kam es im September 2025 und zuletzt im Januar 2026 zu Brandanschlägen. Nach dem Brand einer Kabelbrücke waren dieses Jahr bis zu 100.000 Menschen tagelang von der Stromversorgung abgeschnitten. // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: EY

Investitionsbedarf erhöht Druck auf Stadtwerke

STUDIEN. Laut einer Studie von BDEW und EY steigt der Investitionsbedarf der Stadtwerke für Energiewende-Projekte deutlich. Viele Unternehmen setzen deshalb auf neue Finanzierungsmodelle.

Die Energiewende führt bei Stadtwerken zu einem deutlichen Anstieg des Investitionsbedarfs. Vor allem der Ausbau von Stromnetzen, die Wärmewende, erneuerbare Energien und die Digitalisierung erfordern in den kommenden Jahren erhebliche finanzielle Mittel.

Zu diesem Ergebnis kommt die Stadtwerkstudie 2026, die der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) gemeinsam mit der Wirtschaftsprüfungs- und Beratungsgesellschaft EY aus London veröffentlicht hat. Grundlage der Untersuchung ist eine Befragung von 100 Stadtwerken und regionalen Energieversorgern in Deutschland.

Investitionsbedarf fast verdreifacht

Die Studie zeigt, dass die Energiewende aus Sicht vieler Unternehmen eine neue Dimension erreicht. Neun von zehn befragten Stadtwerken erwarten einen Investitionsbedarf, der deutlich über dem bisherigen Niveau liegt.

Ein Viertel der Unternehmen rechnet sogar mit einer Steigerung der Investitionen um mehr als 200 Prozent. Besonders hohe Ausgaben planen die Versorger für den Ausbau der Stromnetze, die Transformation der Wärmeversorgung sowie Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien.

Mit den steigenden Investitionen rückt die Finanzierung stärker in den Fokus. Laut Studie wird die Energiewende zunehmend auch zu einer Finanzierungs- und Strukturierungsaufgabe. Neben technischen, regulatorischen und personellen Herausforderungen gewinnt die langfristige Sicherung von Kapital an Bedeutung.

Schwieriges Geschäftsumfeld

Gleichzeitig bewerten die befragten Unternehmen ihr wirtschaftliches Umfeld zurückhaltender als noch vor wenigen Jahren. Während vor vier Jahren noch 75 Prozent ihren Geschäftserfolg als „gut“ oder „sehr gut“ einschätzten, liegt dieser Anteil aktuell bei 47 Prozent. Auch die Erwartungen an die kommenden Jahre fallen verhaltener aus. Lediglich 43 Prozent der Befragten blicken nach eigenen Angaben positiv in die Zukunft.

BDEW Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae unterstrich, wenn die Energiewende vor Ort die Investitionssummen der Stadtwerke um ein Vielfaches erhöhe, ergebe sich ein Bedarf an neuen Finanzierungskonzepten. „Die Unternehmen benötigen verlässliche und investitionsfördernde Rahmenbedingungen sowie langfristige Planungssicherheit.“

Der wachsende Kapitalbedarf führt laut Studie auch zu einem stärkeren Wettbewerb um Finanzmittel. Nationale und internationale Kapitalgeber gewinnen damit für die kommunale Energiewirtschaft an Bedeutung.

Stadtwerke auf Partnersuche

Vor diesem Hintergrund beschäftigen sich Stadtwerke verstärkt mit strategischen Fragen zu ihrem Portfolio und ihren Geschäftsfeldern. Dabei geht es unter anderem um Renditeerwartungen, Risiken sowie die Entscheidung, welche Aktivitäten eigenständig umgesetzt, gemeinsam mit Partnern entwickelt oder ausgelagert werden sollen. Metin Fidan, Industrials & Energy Partner bei EY, bezeichnet Stadtwerke als zentrale Akteure der Energiewende.

Nach Angaben der Studienautoren erwarten 92 Prozent der befragten Unternehmen, dass die anstehenden Investitionen zusätzlich durch externe Finanzierungsinstrumente unterstützt werden müssen. Damit gewinnt auch die Frage an Bedeutung, unter welchen Bedingungen Projekte aus Sicht von Investoren als wirtschaftlich tragfähig und planbar gelten.

Innenfinanzierung begrenzt

Um ihre finanzielle Leistungsfähigkeit zu stärken, setzen die Stadtwerke zunächst auf Maßnahmen der Innenfinanzierung. Am häufigsten nannten die Befragten Kostensenkungen mit 84 Prozent. Es folgen die Gewinnthesaurierung mit 77 Prozent sowie eine optimierte Investitionsplanung mit 76 Prozent.

Diese Instrumente stoßen laut Studie jedoch zunehmend an Grenzen. Grund dafür sind Umfang, Dauer und Gleichzeitigkeit der geplanten Investitionen. Deshalb greifen viele Unternehmen zusätzlich auf neue Finanzierungsformen zurück. Genannt werden unter anderem Schuldscheindarlehen, Kredite der Europäischen Investitionsbank, eigenkapitalähnliche Gesellschafterdarlehen sowie Beteiligungen von Private-Equity-Investoren oder Bürgern. Bürgerkapital wird dabei beispielsweise über Crowdfunding, Genussrechte oder Kooperationen mit lokalen Kreditinstituten eingebunden.

Die Autoren der Studie kommen zu dem Schluss, dass nicht einzelne Finanzierungsinstrumente entscheidend sind, sondern deren strategische Kombination. Erfolgreich seien Finanzierungskonzepte vor allem dann, wenn sie in eine ganzheitliche Finanzierungsstrategie eingebettet werden.

Die [Stadtwerkstudie 2026 von BDEW und EY](#) steht als PDF zum Download bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG





Neue Einnahmequelle für Stadtwerke

Der Batteriespezialist Tesvolt baut nicht nur Co-Location-Speicherprojekte und Batterieparks, sondern bietet auch die Vermarktung des Stroms an der Börse und gleichzeitig die Teilnahme am Regenergiemarkt an. So erwirtschaften Stadtwerke besonders hohe Erlöse.

Tesvolt begleitet Stadtwerke von der ersten Idee bis zum laufenden Betrieb der Batteriespeicher. Kunden erhalten alle Leistungen aus einer Hand.

Besuchen Sie Tesvolt auf der **eess Europe 2026**

 **Messe München | Halle B2 | Stand 110**
 **23. – 25. Juni 2026**

// JETZT TERMIN FÜR EES EUROPE VEREINBAREN oder Kontakt aufnehmen unter +49 (0) 3491 / 87 97 100

Bündnis fordert klaren Freileitungsvorrang



Quelle: Katia Meyer-Tien

STROMNETZ. Mehrere Verbände und Unternehmen fordern in einem Offenen Brief an die Bundestagsfraktionen einen konsequenten Freileitungsvorrang für neue Gleichstromleitungen.

Mehrere Akteure aus der Energiewirtschaft haben die Bundesregierung und die Bundestagsfraktionen aufgefordert, den im Entwurf zur Novelle des Bundesbedarfsplangesetzes vorgesehenen Freileitungsvorrang für neue Gleichstromverbindungen ohne Ausnahmen umzusetzen.

In einem Offenen Brief an die Vorsitzenden der Fraktionen von CDU/CSU, SPD, Bündnis 90/Die Grünen und Die Linke warnen die Unterzeichner davor, den vorgesehenen Vorrang durch Ausnahmeregelungen zu verwässern. Das Bundesbedarfsplangesetz regelt, welche Stromnetzprojekte in Deutschland energiewirtschaftlich erforderlich sind. Zudem legt es fest, ob die Vorhaben als Freileitung oder Erdkabel umgesetzt werden sollen. Der aktuelle Gesetzentwurf der Bundesregierung wird in dieser Woche im Bundestag beraten.

Zu den Unterzeichnern des Briefs gehören laut dem baden-württembergischen Übertragungsnetzbetreiber Transnet BW mit Sitz in Stuttgart unter anderem der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE), der Verband „Die Familienunternehmer“, der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK), die Wirtschaftsvereinigung Stahl sowie die Wirtschaftsvereinigung der Grünen.

Die Forderungen beziehen sich nach Angaben der Beteiligten insbesondere auf die geplanten Gleichstromvorhaben „DC42“ und „DC42plus“, die unter dem Namen SuedWestLink bekannt sind. Bereits planfestgestellte oder im Bau befindliche Projekte seien davon nicht betroffen.

Kritik an Ausnahmen

Der Gesetzentwurf der Bundesregierung sieht vor, neue Gleichstromtrassen künftig grundsätzlich als Freileitungen zu errichten. Ziel ist es, den Netzausbau kostengünstiger und schneller umzusetzen. Die Unterzeichner begrüßen diese Grundentscheidung, kritisieren jedoch die vorgesehenen Ausnahmen.

Werner Götz, Vorsitzender der Geschäftsführung von Transnet BW, erklärte die Einschränkungen des Freileitungsvorrangs würden Unsicherheiten schaffen und die Umsetzung der Projekte erschweren. „Eine Kombination aus Freileitung und Erdverkabelung innerhalb eines Vorhabens ist weder für Planung und Genehmigung noch für Bau und Betrieb sinnvoll“, sagte Götz.

Nach Einschätzung der Unterzeichner würden hybride Lösungen zusätzliche Planungsaufwände verursachen und Genehmigungsverfahren verlängern. Der Wechsel zwischen Freileitungs- und Erdkabelabschnitten innerhalb eines Projekts könne zu weiteren Diskussionen mit betroffenen Regionen führen und damit den Netzausbau verzögern. Aus Sicht des Bündnisses sei deshalb eine einheitliche Technologiefestlegung Voraussetzung für einen beschleunigten Ausbau der Stromnetze.

Freileitungen schneller und preiswerter

Zur Begründung verweisen die Organisationen auf wirtschaftliche und technische Vorteile von Freileitungen. Diese seien seit Jahrzehnten im deutschen Höchstspannungsnetz im Einsatz und technisch bewährt. Nach Angaben der Unterzeichner liegen die Investitionskosten von Freileitungen mindestens 50 Prozent unter denen von Erdkabeln. Zudem könnten Freileitungen schneller errichtet werden. Eine frühere Inbetriebnahme der Leitungen könne dazu beitragen, die Kosten für das Netzengpassmanagement zu senken.

Auch bei Betrieb und Lebensdauer sehen die Verbände Vorteile. Während Erdkabel weniger äußeren Einwirkungen ausgesetzt seien, könnten Störungen an Freileitungen in der Regel schneller lokalisiert und behoben werden. Zudem seien Freileitungen üblicherweise auf eine Nutzungsdauer von rund 80 Jahren ausgelegt. Erdkabel müssten dagegen nach etwa 40 Jahren erneuert werden.

BNE-Geschäftsführer Robert Busch bezeichnete den Freileitungsvorrang als effizienteste und kostengünstigste Lösung für eine langfristige Energieinfrastruktur. Robin Morgenstern, Landesvorsitzender von Die Familienunternehmer in Baden-Württemberg, verwies auf die Bedeutung niedriger Netzentgelte für die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen.

Martin Kaul, Hauptgeschäftsführer der Wirtschaftsvereinigung der Grünen, erklärte, niedrige Strompreise und ein schneller Netzausbau seien zentrale Voraussetzungen für das Gelingen der Energiewende. Christian Seyfert, Hauptgeschäftsführer des VIK, betonte, steigende Netzentgelte belasteten zunehmend die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland. Deshalb müsse bei der Energiewende konsequent auf kosteneffiziente Lösungen gesetzt werden.

Der [Offene Brief von Akteuren der Energiewirtschaft](#) steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

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

[^ Zum Inhalt](#)

VKU begrüßt Pläne zur Förderung der Elektrifizierung



Quelle: Shutterstock / jorisvo

EUROPAEISCHE UNION. Die EU-Kommission will Strom steuerlich gegenüber fossilen Energieträgern bevorzugen. Der VKU unterstützt den Ansatz, mahnt aber stabile Bedingungen für den Netzausbau an.

Die Europäische Kommission will Strom künftig steuerlich besser stellen als fossile Energieträger. Ab 9. Juni hat dazu in Brüssel die EU Sustainable Energy Week (EUSEW) stattgefunden. Nach Angaben von EU-Beamten sieht ein Gesetzentwurf vor, Erdgas in den Mitgliedstaaten höher zu besteuern als Strom. Die Initiative ist Teil eines Maßnahmenpakets, mit dem Brüssel die Elektrifizierung von Wirtschaft und Gesellschaft vorantreiben und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern verringern will.

Vorgestellt werden soll der Vorschlag im Rahmen eines Energiepakets, das nach Angaben der Kommission in den kommenden Wochen erwartet wird. Geplant ist zudem ein Aktionsplan zur Elektrifizierung. Ziel sei es, den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien und Kernenergie attraktiver zu machen und langfristig die Energiekosten zu senken.

VKU sieht positives Signal

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) bewertet den Ansatz grundsätzlich positiv. „Wer Elektrifizierung will, darf Strom nicht höher belasten als Gas. Dieses Signal ist überfällig“, erklärte ein VKU-Sprecher. Der Verband fordere bereits seit längerer Zeit eine Absenkung der Stromsteuer auf das europäische Mindestniveau für alle Endverbraucher.

Gleichzeitig warnt der VKU vor möglichen Folgen für die Finanzierung der Energieinfrastruktur. Nach Angaben des Verbandes dürfe eine Entlastung bei den Stromkosten nicht zulasten der Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber gehen. Die kommunalen Unternehmen stünden vor umfangreichen Aufgaben beim Ausbau der Stromnetze und bei der Integration erneuerbarer Energien.

Die Debatte fällt in eine Phase steigender energiepolitischer Unsicherheiten. Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen begründete die Pläne mit der Notwendigkeit, die heimische Energieversorgung zu stärken und die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu verringern. Die Kommission reagiert damit auch auf die wirtschaftlichen Folgen des Konflikts im Nahen Osten, der den Transport von Öl und Gas durch die Straße von Hormus beeinträchtigt hat.

Umsetzung offen

Nach Angaben der Kommissionspräsidentin sind die Kosten für die Einfuhr fossiler Energieträger seit Beginn des Konflikts deutlich gestiegen. Vor diesem Hintergrund bereitet die EU-Kommission weitere Maßnahmen vor, um Unternehmen und Verbraucher zu entlasten. Dazu zählen auch mögliche Anpassungen der Beihilferegeln, die den Mitgliedstaaten mehr Spielraum für Unterstützungsmaßnahmen geben sollen.

Ob die steuerliche Bevorzugung von Strom umgesetzt wird, ist allerdings noch offen. Änderungen im Steuerrecht müssen von allen EU-Mitgliedstaaten einstimmig beschlossen werden. Frühere Versuche, die Energiesteuerrichtlinie zu reformieren, waren am Widerstand einzelner Staaten gescheitert.

Der VKU fordert deshalb eine ausgewogene Ausgestaltung der geplanten Maßnahmen. Entscheidend sei, dass Änderungen bei Steuern und Netzentgelten die Energiewende bezahlbar machten, ohne zusätzliche Unsicherheiten für Unternehmen und Investoren zu schaffen. Nach Ansicht des Verbandes müssen

Entlastungen für Verbraucher mit verlässlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau der Netzinfrastruktur verbunden werden. // [VON SUSANNE HARMSSEN](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)

Holzenergieverband kritisiert Förderhürden



Quelle: Pixabay / Peter H

WÄRME. Der Fachverband Holzenergie fordert eine Reform der EEW-Förderung. Aktuelle Beschränkungen behinderten Investitionen, CO₂-Minderung und Innovationen.

Die industrielle Prozesswärme gilt als eine der größten Herausforderungen der Wärmewende. Noch immer werden mehr als 90 Prozent des Wärmebedarfs in der Industrie mit fossilen Energieträgern gedeckt. Vor dem anstehenden Stakeholderdialog des Bundeswirtschaftsministeriums zur Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW) fordert der Fachverband Holzenergie (FVH) daher eine Überarbeitung der Förderbedingungen für Biomasse.

Im Zentrum der Kritik steht der Förderausschluss für Biomasseanlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung von mehr als 7,5 MW. Nach Angaben des FVH werden dadurch Investitionen in nachhaltige Prozesswärme ausgebremst. Der Verband beziffert das blockierte Projektvolumen auf mindestens 350 MW. Damit gehe ein jährliches CO₂-Einsparpotenzial von rund 500.000 Tonnen verloren.

„Die industrielle Prozesswärme ist das Sorgenkind der Wärmewende“, erklärt FVH-Geschäftsführer Gerolf Bücheler. Gerade bei hohen Temperaturanforderungen seien Alternativen wie Wasserstoff oder strombasierte Lösungen derzeit oft weder ausreichend verfügbar noch wirtschaftlich darstellbar. Holzenergie könne hier einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten.

Der Verband verweist zudem auf die europäische Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED III. Diese sehe keinen generellen Förderausschluss für größere Biomasseanlagen vor, sondern fordere vor allem die Einhaltung von Nachhaltigkeitskriterien. Entsprechende Nachweissysteme seien bereits etabliert.

Mehr Technologieoffenheit gefordert

Kritisch bewertet der FVH auch die Brennstoffregelungen im EEW-Programm. Die derzeitigen Vorgaben schlossen bestimmte nachhaltige Holzsortimente von der Förderung aus. Statt einzelner Brennstofflisten sollte nach Auffassung des Verbands die zertifizierte Nachhaltigkeit der eingesetzten Rohstoffe maßgeblich sein.

Handlungsbedarf sieht der FVH darüber hinaus bei innovativen Technologien. Der Ausschluss von Biomassepyrolyseanlagen verhindere Investitionen in Verfahren, die neben erneuerbarer Wärme auch Pflanzkohle und damit negative Emissionen erzeugen können. Zudem schlägt der Verband einen eigenen Fördertatbestand für Biomasse-Hybridanlagen vor, die Biomasse flexibel mit Strom oder Umweltwärme kombinieren.

Aus Sicht des FVH sollte die EEW künftig stärker auf Technologieoffenheit, Versorgungssicherheit und Investitionsfreundlichkeit ausgerichtet werden. Nur so könne die Transformation der industriellen Wärmeversorgung wirksam beschleunigt werden. // [VON GÜNTER DREWNITZKY](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / Jevanto Productions

Erneutes Plus bei der Direktvermarktung

REGENERATIVE. In der geförderten Direktvermarktung sind im Juni 441 MW mehr angemeldet worden als im Vormonat. In der sonstigen Direktvermarktung errechnet sich ein Plus von 496 MW.

Auf höhere Werten im Mai folgt auch im Juni eine Steigerung bei der Direktvermarktung: Nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber sind für den laufenden Monat 103.122 MW in der geförderten Direktvermarktung – mit Inanspruchnahme der Marktprämie – angemeldet worden. Das sind rund 441 MW mehr als im Mai.

Auf Windkraft-Onshore-Anlagen entfallen 53.072 MW (plus 166 MW), auf Offshore-Parks 5.660 MW (minus 163 MW). Solarenergie macht 36.530 MW aus (plus 435 MW), Biomasse 6.908 MW (plus 2,5 MW).

Bei der sonstigen Direktvermarktung summiert sich die angemeldete Leistung nach den aktuellen Zahlen von 50 Hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW auf 32.820 MW. Das bedeutet ein Plus von 496 MW im Vergleich zum Vormonat.

Windkraft-Onshore-Anlagen schlagen hier mit 14.183 MW zu Buche (plus 105 MW). Von Offshore-Anlage sind 5.398 MW im Juni angemeldet (plus 343 MW). Auf Solarerzeugung entfallen 11.216 MW (plus 67 MW). Biomasse-Anlagen ergeben in sonstigen Direktvermarktung 1.148 MW (minus 17 MW).

Unverändert sind die Werte bei der Wasserkraft. In der geförderten Direktvermarktung beträgt die im Juni bisher registrierte Leistung 866 MW. Für die sonstige Direktvermarktung errechnen sich 677 MW.

// VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Sefe Storage und Gascade bilden einheitlichen Speicherpunkt



Quelle: Davina Spohn

GASSPEICHER. Die Sefe Storage und Gascade Gastransport vereinbaren zum 1. Juli die Zusammenlegung der Speicherpunkte Rehden und Speicherzone Nord zur „Speicherzone Nord (Rehden)“.

Der Speicherbetreiber Sefe Storage GmbH und der Fernleitungsnetzbetreiber Gascade Gastransport GmbH führen zum 1. Juli die Speicherpunkte Rehden und Speicherzone Nord zu einem gemeinsamen Speicherpunkt unter der Bezeichnung „Speicherzone Nord (Rehden)“ zusammen.

Wie es auf der Internetseite von Sefe heißt, werden künftig Nominierungen, Allokationen, Kapazitätsprodukte und Bilanzierungsdaten über einen einheitlichen Übergabepunkt abgewickelt. Bestehende Rechte und Verpflichtungen der Speicherkunden bleiben unverändert.

Dabei übernehmen die beiden Unternehmen unterschiedliche Aufgaben: Während Sefe Storage die Speichereinrichtungen Rehden und Jemgum betreibt und die Speicherkapazitäten vermarktet, stellt Gascade die netzseitige Anbindung an das Fernleitungsnetz bereit. Die Speicherzone Nord wurde von Sefe Storage als Vermarktungsprodukt eingeführt, während der Speicherpunkt Rehden den Übergang zum Gascade-Netz bildete.

Mit der Zusammenlegung zur „Speicherzone Nord (Rehden)“ entfällt die bisherige Trennung zwischen dem netzseitigen Speicherpunkt Rehden und der von Sefe Storage vermarkteten Speicherzone Nord. Für Händler und Speicherkunden entsteht ein einheitlicher Ein- und Ausspeisepunkt. Dadurch werden die Prozesse im Nominierungs- und Bilanzierungsmanagement vereinfacht.

Marktteilnehmer müssen künftig nur noch einen Übergabepunkt berücksichtigen, was den administrativen Aufwand senken und die Transparenz erhöhen kann. Zudem dürfte die Vermarktung von Speicherkapazitäten übersichtlicher werden.

Sowohl der Speicherbetreiber Sefe Storage als auch der Fernleitungsnetzbetreiber Gasacade gehören zur staatlichen Sefe-Gruppe, in der die Aktivitäten des früheren deutschen Gazprom-Geschäfts übertragen wurden.

Der Speicher Rehden in Niedersachsen ist der größte Erdgasspeicher Deutschlands und zählt zu den größten Porenspeichern Europas. Aufgrund seiner Anbindung an mehrere Fernleitungsnetze spielt er eine wichtige Rolle für die Versorgungssicherheit und den Gashandel. // **VON STEFAN SAGMEISTER**

[^ Zum Inhalt](#)

Konsortium erhält Zuschlag für E-Lkw-Ladenetz



Quelle: Jonas Rosenberger

ELEKTROFAHRZEUGE. Ein Konsortium aus „Regioladen+“ und Lichtblick hat im Förderprogramm BASE BW zwei von drei Losen gewonnen. Geplant sind 14 Schnellladestandorte für E-Lkw in Baden-Württemberg.

Das Konsortium aus „Regioladen+“ – einem Ladeinfrastrukturbetreiber, der unter dem Dach der Thüga gegründet wurde – und „Lichtblick eMobility“ hat im Rahmen des Förderprogramms BASE BW des Landes Baden-Württemberg den Zuschlag für zwei von drei ausgeschriebenen Losen erhalten. Wie das Verkehrsministerium Anfang Juni mitteilte, übernimmt das Bündnis damit den Aufbau von 14 öffentlich zugänglichen Schnellladestandorten für batterieelektrische Lastwagen. Damit erreichte das Konsortium zugleich die maximale Zahl an Losen, die ein Antragsteller im Förderverfahren erhalten konnte.

Lichtblick übernimmt laut einer Mitteilung der Thüga die Vorfinanzierung des Vorhabens sowie den kommerziellen Betrieb der Ladeinfrastruktur. Für Planung, Bau und Beschaffung der Anlagen soll eine gemeinsame Projektgesellschaft gegründet werden. Den technischen Betrieb übernimmt Regioladen+. Die erfolgreiche Bewerbung sei das Ergebnis einer engen Zusammenarbeit zwischen Lichtblick, der Thüga-Gruppe und mehreren kommunalen Thüga-Partnerunternehmen gewesen. Diese hätten vor Ort Kontakte zu Flächeneigentümern, Speditionen und Logistikunternehmen genutzt, um geeignete Standorte zu identifizieren und die Voraussetzungen für die Ausschreibung zu schaffen.

Thüga-Vorstandsvize Matthias Cord erklärt, die Gruppe habe in den vergangenen Jahren den Ausbau der Ladeinfrastruktur konsequent vorangetrieben und verfüge bereits über rund 13.000 Ladepunkte für Pkw. Der Einstieg in die Ladeinfrastruktur für den Schwerlastverkehr sei daher ein logischer nächster Schritt. Zugleich wertet Cord den Zuschlag als Beleg dafür, dass die Thüga-Gruppe inzwischen auch an überregionalen Ausschreibungen aussichtsreich teilnehmen könne.

Mindestens 1,2 MW verfügbare Ladeleistung

„Nur sechs Wochen haben wir von der Beantragung bis zur Zusage gebraucht“, betont Miriam Stoff. Vor diesem Hintergrund lobt die Geschäftsführerin von Regioladen+ ausdrücklich die „schnelle und reibungslose Zusammenarbeit“ mit Lichtblick.

Nach Angaben der Unternehmen sollen die neuen Ladeparks innerhalb der kommenden zwei Jahre errichtet und schrittweise in Betrieb genommen werden. Vorgesehen sind pro Standort mindestens vier Ladepunkte sowie Batteriespeicher. Darüber hinaus sollen die Standorte so ausgelegt werden, dass bei entsprechender Nachfrage auch Megawatt Charging Systeme (MCS) für besonders hohe Ladeleistungen ergänzt werden können.

BASE BW („Basisladenetz für öffentliches Laden von E-Lkw im regionalen Straßennetz“) soll den Aufbau eines flächendeckenden Schnellladenetzes für schwere E-Lkw außerhalb der Bundesautobahnen unterstützen. Das Land hatte dafür Baden-Württemberg in drei Lose mit jeweils sieben Suchräumen unterteilt. In jedem Suchraum muss ein Ladepark errichtet werden. Zu den Mindestanforderungen gehören mindestens vier öffentlich zugängliche Lkw-Ladestellplätze mit CCS-Schnellladepunkten sowie eine Gesamtnennladeleistung von mindestens 1,2 MW je Standort. Die Ladeinfrastruktur muss zudem mindestens sechs Jahre betrieben und mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt werden. Die Vergabe erfolgte in einem wettbewerblichen Ausschreibungsverfahren.

Für das Programm sind insgesamt 21 Standorte vorgesehen, an denen mindestens 80 Ladepunkte entstehen sollen. Die Förderung wird als Festbetragsfinanzierung gewährt. Nach Angaben des Landes konnten die Gewinner je Los Fördermittel von bis zu vier Millionen Euro erhalten. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Marktwerte trotz negativen Preisen deutlich gestiegen



Quelle: Shutterstock / lovelyday12

REGENERATIVE. Die Preise für pflichtvermarkteten Ökostrom haben im Mai deutlich zugelegt. Auch der Graustrom-Spotpreis lag höher. Das, obwohl es an 15 Tagen negative Preise gab, bis zu -499 Euro/MWh.

Reichlich Ausschläge nach unten im Wonnemonat. In 315 Viertelstunden-Intervallen, verteilt auf 15 Tage, rutschte der Sportmarktpreis für Strom diesen Mai ins Minus. Die Spanne reichte von minus 0,001 bis minus 49,999 Cent/kWh. Die Extremwerte zeigten sich am 1. Mai: Achtmal fiel der Spotpreis unter umgerechnet 499 Euro/MWh.

Nachdem der Clearing-Preis bereits im April zeitweise auf mehr als 70 Prozent des regulatorischen Minimums von 500 Euro/MWh gefallen war, wurde die Preisuntergrenze für den Day-Ahead-Handel – gemäß Regularien – abgesenkt. Seit dem 28. Mai müssen Händler an der Epex daher für jede überschüssige Megawattviertelstunde, die sie loswerden wollen, im schlechtesten Fall bis 599 Euro draufzahlen (wir berichteten).

Die Marktwerte für pflichtvermarkteten Ökostrom, die im April im Vergleich zum Vormonat abgesackt waren, sind im Mai trotz der 315 negativen Preise deutlich gestiegen. Solarstrom erreichte im zurückliegenden Monat im Durchschnitt 3,163 Cent/kWh (April: 1,317 Cent/kWh). Vor einem Jahr betrug der Marktwert im Mai 1,997 Cent/kWh.

Für Strom aus Onshore-Windkraftanlagen gab es diesen Mai 9,534 Cent/kWh und damit 3,816 Cent mehr als im Vormonat. Im Mai 2025 hatte sich ein mengengewichteter Durchschnittserlös von 6,171 Cent/kWh ergeben.

Windkraft auf See legte bei der Pflichtvermarktung im Vergleich zum April um 3,169 Cent auf 9,235 Cent/kWh nach. Im Mai vergangenen Jahres betrug der Marktwert 6,338 Cent/kWh.

Graustrom verteuerte sich im Vergleich zum Vormonat um 1,902 Cent. Der durchschnittliche Marktwert diesen Mai betrug 9,754 Cent/kWh. Im Vorjahresmonat lag er bei 6,734 Cent/kWh. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

E-Wirtschafts-Präsident bilanziert „sechs wilde Jahre“



Quelle: Pixabay / Alexa

ÖSTERREICH. Mit den energiewirtschaftlichen Auswirkungen der Krisen von Corona bis zum Iran hatte Michael Strugl reichlich zu tun. Auch weiter mangelt es nicht an Herausforderungen, resümiert er.

Es seien „sechs ziemlich wilde Jahre“ gewesen, resümierte der scheidende Präsident des österreichischen E-Wirtschafts-Verbands Oesterreichs Energie, Verbund-Generaldirektor Michael Strugl, seine am 15. Juni endende Funktionszeit bei einem Hintergrundgespräch am 8. Juni. Strugl stand zwei Perioden lang an der Spitze des Verbands. Üblicherweise erfolgt der Wechsel bereits nach einem Terminus. Wegen der Krisen von der Corona-Pandemie über die Energiepreissteigerungen im Umfeld des Kriegs in der Ukraine bis zu den neuesten geopolitischen Verwerfungen um den Iran war es diesmal anders. Als Strugls Nachfolger ist der Vorstandssprecher der Salzburg AG, Michael Baminger, designiert. Seine Wahl gilt als Formalität.

Strugl konstatierte, Österreich verfüge energiewirtschaftlich über etliche Stärken. Dazu zähle vor allem die Wasserkraft, die etwa 60 Prozent der Stromproduktion des Landes ausmacht. Zu den Vorzügen gehörten ferner die gut ausgebaute Infrastruktur im Strom- sowie im Gassektor und die im internationalen Vergleich hohe Versorgungssicherheit, die großen Speicherkapazitäten sowie die kapitalstarken, investitionsfähigen Energieunternehmen.



Michael Strugl

Quelle: Verbund / Josef M. Fallnhauser

Indessen mangle es auch nicht an Schwächen. Diese beträfen die Abhängigkeit Österreichs vom Import fossiler Energieträger und von Strom, was das Land geopolitisch verwundbar mache. Überdies gehöre Österreich zu den wichtigsten Stromtransitländern Europas. „Leider werden uns die Kosten dafür nur unzureichend abgegolten“, bedauerte Strugl.

Dazu kämen die mangelhafte politische Koordinierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Netze, der fehlende Transformationspfad hinsichtlich des Energiesystems, die teils überlangen Genehmigungsverfahren sowie die Notwendigkeit, Gesetze im Energiesektor oft mit Zweidrittelmehrheit zu beschließen. Strugl ergänzte, die energiepolitischen Debatten würden häufig „populistisch“ geführt. Dies habe finanzielle Belastungen der Branche zur Folge, etwa zum Zweck der Budgetsanierung: „Dieses Geld fehlt uns natürlich für Investitionen.“

Heikle Themen

Zu Diskussionen über die Einführung eines Zinses für die Wassernutzung bekundete Strugl, es handle sich um ein „gefährliches“ Thema. Das Risiko bestehe darin, das bisherige System der Wiederverleihung der für Jahrzehnte geltenden Wassernutzungsrechte auf EU-Ebene durch die Vergabe von Konzessionen zu ersetzen: „Diese müssten europaweit ausgeschrieben werden.“

Ein weiteres heikles Thema ist Strugl zufolge, dass noch für mehrere Jahrzehnte Gaskraftwerke zur Sicherung der Stromversorgung benötigt werden. Auf die Frage der Redaktion, ob er für einen Kapazitätsmechanismus zur Finanzierung neuer Anlagen eintrete, konstatierte Strugl, dergleichen sei die einzige Möglichkeit, weil die Politik keine Preisspitzen für die Kunden zulassen wolle.

Eine Herausforderung beim weiteren Betrieb von Gaskraftwerken ist die Dekarbonisierung, teilte Strugl der Redaktion mit: „Wir befassen uns mit dem Einsatz von Wasserstoff. Versuche laufen, aber sie sind technisch herausfordernd.“ Die Abscheidung von CO₂ aus den Kraftwerksabgasen samt anschließender Lagerung in geologischen Formationen sei prinzipiell ebenfalls denkbar: „Aber wir wissen nicht, wann wir die Gaskraftwerke dekarbonisieren werden. Klar ist nur, dass wir sie benötigen.“

Erneuerbaren-Gesetz rasch beschließen

Zu den Auseinandersetzungen über das kommende Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungs-Gesetz (EABG) stellte Strugl fest, für die E-Wirtschaft hätten die Konzentration der Genehmigungsverfahren sowie die Einführung eines „überragenden öffentlichen Interesses“ an Energiewende-Projekten Priorität. Die politisch umstrittenen Ziele der Bundesländer hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien seien dem gegenüber weniger bedeutsam: „Es wäre Wahnsinn, wenn das EABG daran scheitern würde.“

Die Regierung aus den Konservativen, den Sozialdemokraten und den Liberalen plant, das Gesetz am 11. Juni im Parlament beschließen zu lassen. Sie verfügt aber nicht über die nötige Zweidrittelmehrheit. Zuletzt zeigten sich die oppositionellen Grünen skeptisch. Sie drängen insbesondere auf strengere Ausbauziele für die Bundesländer, was vor allem von den Konservativen abgelehnt wird. Laut Strugl wäre es wichtig, „das EABG noch vor dem Sommer zu beschließen. Ein Scheitern wäre keine Sternstunde des österreichischen Parlamentarismus“.

Strugl bleibt der E-Wirtschaft erhalten. Sein Vertrag mit dem Verbund läuft bis Ende 2028. Überdies präsidiert er unter anderem dem österreichischen „Chapter“ des World Energy Council. // **VON KLAUS FISCHER**

[^ Zum Inhalt](#)

Trotz Zuschlag für Biomethananlagen übt Verband Kritik



Quelle: Fotolia / Wolfgang Jargstorff

BIOMASSE. Erstmals seit 2022 haben Biomethananlagen bei einer Ausschreibung einen Zuschlag der Bundesnetzagentur erhalten. Für ein Verbände-Kollektiv ist das allerdings kein Grund zur Freude.

Deutlich unterzeichnet endeten die jüngsten Ausschreibungen der Bundesnetzagentur für Biomasse- und Biomethan-Anlagen. Wie die Bonner Behörde am 9. Juni bekannt gab, lag die Gebotsmenge für Biomasse bei 637 von 727 ausgeschriebenen MW. Bei Biomethan gab es Gebote im Gesamtumfang von 38 MW – bei 61 MW in der Ausschreibung.

Wer zum Termin am 1. April dieses Jahres Gebote für seine Biomethananlagen eingereicht hatte, erhielt auch einen Zuschlag. Erstmals wirkte sich das Biomassepaket auf das Gebotsverfahren aus, das im September 2025 den Segen der EU-Kommission erhalten hatte. Außerdem erhöhte die Bundesnetzagentur den Höchstwert um 10 Prozent auf maximal 23,13 Cent je kWh.

Die sechs bezuschlagten Biomethan-Projekte – je zwei in Sachsen (20 MW) und Niedersachsen (7 MW) sowie je eins in NRW (6 MW) und Schleswig-Holstein (5 MW) – lagen mengengewichtet mit 23,08 Cent nah am Höchstwert. Die Zuschläge lagen zwischen 22,99 Cent und 23,12 Cent.

Anders die Situation bei den Biomasseanlagen. Weil die Ausschreibung unterzeichnet war, griff hier die gesetzliche Regelung, nur 80 Prozent des Volumens der zugelassenen Gebote einen Zuschlag geben zu können. Entsprechend erhielten 388 Gebote mit 491 MW das Okay der Behörde, 29 Projekte schloss sie aus.

Wer mit seinem Kraftwerk zum Zuge kam, erhält künftig zwischen 12,05 Cent und 19,38 Cent je kWh. Auf die Zuschlagsmenge berechnet liegt der Durchschnitt bei 18,46 Cent. Projekte in Bayern (123 MW, 111 Zuschläge) liegen mengenmäßig vorne, vor Niedersachsen (105 MW, 84 Zuschläge), NRW (55 MW, 43 Zuschläge) und Schleswig-Holstein (47 MW, 31 Zuschläge).

Für das Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB), das vier Fachverbände vertritt, ist das Ergebnis der Ausschreibungen ein Zeichen für die „Praxisferne“ des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) für den Bereich Biogas. Die Unterzeichnung war laut HBB-Leiterin Sandra Rostek folgerichtig, weil „zahlreiche Anlagenbetreiber keine Zukunft für ihre Anlagen sehen und nicht in den Ausschreibungen bieten“.

Ein Dorn im Auge sind dem HBB etwa die Deckelung der zu verwendenden Mais-Menge oder die begrenzten Betriebsstunden für Biogasanlagen. Auch die aktuellen Entwürfe für das neue EEG zeigten in diesem Bereich keine Perspektive auf. Daher fordert das im HBB zusammengeschlossene Verbände-Kollektiv im Rahmen der EEG-Reform ein Biomassepaket 2.0 mit größerer betriebswirtschaftlicher Freiheit in der Ausgestaltung der Anlagenkonzepte. Das würde zu mehr Wirtschaftlichkeit führen und Anreize für eine flexible Strom- und Wärmeproduktion gewährleisten.

Die Bundesnetzagentur hat derweil die Termine für die nächsten Ausschreibungsrunden im Herbst 2026 festgesetzt: Für Biomasseanlagen ist der 1. Oktober der Stichtag, für Biomethananlagen ist es der 1. September. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

🔧 TECHNIK



Bei der Vertragsunterzeichnung von MosaHyc (v.l.): Markus Daschner, Klaus Kantelberg, Werner Rettberg, Sebastian Zenner und Norman Blaß.
Quelle: Creos Deutschland GmbH

Creos vergibt Auftrag für „MosaHYc“-Leitung

WASSERSTOFFINFRASTRUKTUR. Die Wasserstoffinfrastruktur im Saarland rückt näher in die Umsetzung. Für das grenzüberschreitende Leitungsprojekt „MosaHYc“ steht nun der Baupartner fest.

Der Bau der Wasserstoffleitung „MosaHYc“ zwischen der deutsch-französischen Grenze bei Leidingen in Wallerfangen und Dillingen (beide im Saarland) rückt näher. Die Creos Deutschland Wasserstoff GmbH hat den Vertrag für die Ausführungsplanung sowie die Tief- und Rohrbauarbeiten an eine Arbeitsgemeinschaft der Enrotec Versorgung GmbH & Co. KG und der Max Streicher GmbH & Co. KG aA vergeben. Nach Angaben des Unternehmens sollen die Bauarbeiten im August dieses Jahres beginnen.

Die Leitung gehört zu einem deutsch-französischen Wasserstoffvorhaben, das Erzeuger und industrielle Abnehmer auf beiden Seiten der Grenze miteinander verbinden soll. Auf deutscher Seite führt die Trasse bis zum Werksgelände der Rogesa Roheisengesellschaft Saar in Dillingen. Dort soll sie künftig unter anderem die Versorgung der Stahlindustrie mit Wasserstoff ermöglichen.

Auf deutscher Seite werden neue Leitungen verlegt

Creos mit Sitz in Homburg (Saarland) entwickelt das Vorhaben gemeinsam mit dem französischen Netzbetreiber „NaTran“. Während auf deutscher Seite ein Leitungsneubau entsteht, sollen in Frankreich bestehende Gasleitungen für den Wasserstofftransport umgerüstet und durch neue Abschnitte ergänzt werden. Nach Angaben von Creos umfasst der jetzt vergebene Auftrag die detaillierte Ausführungsplanung, die Verlegung der Stahlrohre sowie die Querung von Straßen, Bahnstrecken und Gewässern. Hinzu kommen technische Prüfungen für die spätere Inbetriebnahme der Infrastruktur.

Mit einem Investitionsvolumen von derzeit rund 70 Millionen Euro handelt es sich nach Unternehmensangaben um das größte Wasserstoff-Infrastrukturprojekt im Saarland. Das Vorhaben erhält Fördermittel im Rahmen eines „Important Project of Common European Interest“ (IPCEI). Nach früheren Angaben von Creos stellen Bund und Saarland dafür insgesamt 44 Millionen Euro bereit. Davon entfallen 31 Millionen Euro auf den Bund und 13 Millionen Euro auf das Saarland. Die Gesamtinvestitionen auf deutscher Seite gibt Creos mit rund 70 Millionen Euro an.

Projekt erreicht nächste Phase

Für das Vorhaben ist die Vertragsunterzeichnung ein wichtiger Schritt. Bereits Anfang 2024 hatte Creos das Raumordnungsverfahren für den Trassenkorridor abgeschlossen. Mit der Vergabe der Bauleistungen beginnt nun die konkrete Vorbereitung der Umsetzung.

Norman Blaß, Geschäftsführer der Creos Deutschland Wasserstoff GmbH, bezeichnete die neue Leitung als wichtigen Baustein für den Zugang von Industrieunternehmen zu Wasserstoff. Nach seinen Angaben soll die Infrastruktur grundsätzlich auch weiteren Nutzern offenstehen. Nach Angaben von Creos will das Unternehmen Mitte August dieses Jahres bei einer öffentlichen Veranstaltung über den aktuellen Projektstand und die nächsten Schritte informieren.

Details zu „MosaHYc“

Der Name steht für „Moselle-Saar-Hydrogen-Conversion“ und bezeichnet ein deutsch-französisches Wasserstoffleitungsprojekt. Die Creos Deutschland Wasserstoff GmbH und der französische Fernleitungsnetzbetreiber „NaTran“ wollen im Rahmen des Projektes eine grenzüberschreitende Infrastruktur aufbauen. Auf deutscher Seite entsteht eine rund 16 Kilometer lange Wasserstoffleitung zwischen Leidingen und Dillingen im Saarland. Ziel ist es, Industrieunternehmen in der Region mit Wasserstoff zu versorgen und insbesondere die Transformation der Stahlindustrie zu unterstützen.

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Weltverband fordert schnelleren Offshore-Ausbau



Quelle: GWEC

WINDKRAFT OFFSHORE. Der Global Wind Energy Council (GWEC) fordert Regierungen weltweit auf, Offshore-Windparks schneller auszubauen. Ein neuer Bericht sieht darin einen Beitrag zur Energiesicherheit.

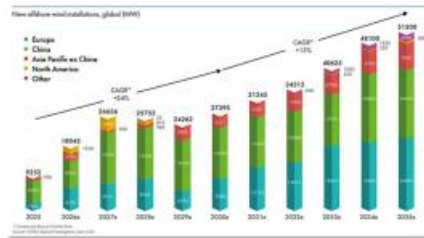
Der Global Wind Energy Council (GWEC) hat anlässlich seiner Jahrestagung Regierungen weltweit aufgefordert, den Ausbau der Offshore-Windenergie zu beschleunigen. Anlass ist die Veröffentlichung des Global Offshore Wind Report 2026 am 9. Juni in Hanoi. Der Bericht enthält einen Acht-Punkte-Aktionsplan, mit dem politische Entscheidungsträger Investitionen in Offshore-Windparks erleichtern und die Projekte als kritische Energieinfrastruktur einstufen sollen.

Nach Angaben des GWEC wurden im Jahr 2025 weltweit 9.300 MW neue Offshore-Windleistung in Betrieb genommen. Damit war 2025 das drittstärkste Jahr der Branche bei den Neuinstallationen. Die weltweit installierte Offshore-Windkapazität stieg auf insgesamt 92.500 MW. Nach Berechnungen des Verbandes entspricht dies einer Stromversorgung für rund 102 Millionen Haushalte.

China bleibt Spitzenreiter

China blieb dabei der wichtigste Einzelmarkt. Das Land nahm 2025 Offshore-Windparks mit einer Leistung von 6.600 MW in Betrieb und führte damit bereits im achten Jahr in Folge die weltweiten Installationen an. In Europa gingen laut GWEC fast 2.000 MW ans Netz. Die größten Beiträge kamen aus Großbritannien mit 1.000 MW, Deutschland mit 500 MW und Frankreich mit 400 MW.

Der Verband verweist darauf, dass die Offshore-Windenergie in den vergangenen zehn Jahren durchschnittlich um 10 Prozent pro Jahr gewachsen sei. Ende 2025 machte sie nach Angaben des GWEC 7,1 Prozent der weltweit installierten Windenergieleistung aus.



Voraussichtliche Installation von Windkraft offshore nach Regionen.

Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken

Quelle: GWEC

Trotz dieses Wachstums sieht der Verband erhebliche Herausforderungen. Inflation, gestiegene Finanzierungskosten, Engpässe in den Lieferketten sowie politische Unsicherheiten hätten den Ausbau verlangsamt. Zudem sei das Volumen der im Jahr 2025 vergebenen Offshore-Wind-Auktionen mit 11.400 MW deutlich niedriger ausgefallen als im Rekordjahr 2024.

50.000 MW Leistung im Bau

Nach Angaben des GWEC befinden sich weltweit mehr als 50.000 MW Offshore-Windleistung im Bau. Der Verband erwartet deshalb eine deutliche Beschleunigung des Marktes in den kommenden Jahren. Bis 2035 könnten weltweit rund 327.000 MW zusätzliche Offshore-Windkapazität hinzukommen. Die globale Gesamtleistung würde damit auf etwa 420.000 MW steigen.

Rebecca Williams, stellvertretende Vorstandsvorsitzende des GWEC, erklärte, viele Märkte verfügten über gute Voraussetzungen für den Ausbau der Offshore-Windenergie. „Allerdings verzögern langwierige Genehmigungsverfahren, Netzanschlussprobleme und unzureichend ausgestaltete Fördermechanismen weiterhin zahlreiche Projekte“, bedauerte Williams.

Der Verband sieht Offshore-Windenergie als wichtigen Baustein für die Elektrifizierung von Wirtschaft und Industrie. Da die Anlagen große Mengen Strom mit vergleichsweise hoher Vorhersagbarkeit liefern könnten, eigneten sie sich nach Einschätzung des GWEC besonders zur Unterstützung einer zunehmend elektrifizierten Energieversorgung.

Politische Forderungen

Im Bericht fordert der Verband deshalb unter anderem schnellere Genehmigungsverfahren, zusätzliche Investitionen in Netze, Speicher und Hafeninfrastruktur sowie eine stärkere Zusammenarbeit zwischen Regierungen und Industrie. Außerdem sollten Ausschreibungen stärker auf die tatsächliche Umsetzbarkeit von Projekten ausgerichtet werden. Nach Ansicht des GWEC müssen Regierungen zudem die industrielle Elektrifizierung vorantreiben, damit Offshore-Windparks ihr Potenzial für die Dekarbonisierung der Wirtschaft entfalten können.

Weltweit gelten laut Bericht derzeit rund 25.000 MW Offshore-Windprojekte außerhalb Chinas als baubereit. Viele dieser Vorhaben warten jedoch noch auf Netzanschlüsse, Förderzusagen oder endgültige Investitionsentscheidungen. Der GWEC warnt, dass Verzögerungen bei diesen Projekten die Ausbauziele vieler Staaten gefährden könnten.

Bis Ende 2025 verfügten insgesamt 19 Märkte über Offshore-Windenergie. Die fünf größten Märkte – China, Großbritannien, Deutschland, die Niederlande und Taiwan – vereinten dabei mehr als 90 Prozent der weltweit installierten Kapazität auf sich. Gleichzeitig stieg die durchschnittliche Leistung neu installierter Offshore-Windturbinen erstmals auf 10,3 MW.

Der [Welt-Windkraftbericht 2026 des GWEC](#) steht im Internet bereit // [VON SUSANNE HARMSEN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Enni setzt auf Plattform von Arvato Systems



Quelle: Fotolia / Nmedia

IT. Der Energieversorger Enni hat sich für die Abrechnungsplattform „AEP.EnerS4“ von Arvato Systems entschieden. Die Einführung soll bis 2027 erfolgen.

Die „ENNI Energie & Umwelt Niederrhein GmbH“ hat sich im Rahmen einer europaweiten Ausschreibung für die Abrechnungsplattform AEP.EnerS4 von Arvato Systems entschieden. Die Lösung auf Basis von SAP S/4HANA Utilities soll die bisherige SAP-IS-U-Landschaft ablösen und die Grundlage für die künftige Abwicklung energiewirtschaftlicher Prozesse bilden.

Nach Angaben der Unternehmen ist die Einführung bis Oktober 2027 geplant. Anschließend soll die Lösung mindestens fünf Jahre betrieben werden. Hintergrund der Umstellung ist das bevorstehende Ende des Supports für SAP IS-U. Enni setzt dabei auf ein sogenanntes Mastersystem, das zentrale Prozesse wie Abrechnung, Marktkommunikation und Formularwesen in einer gemeinsamen Systemarchitektur zusammenführt.

Arvato Systems bewirbt AEP.EnerS4 als skalierbare Plattform, die auf einem zentralen SAP-Kern basiert und durch zusätzliche Module für Betrieb, Prozessunterstützung, Weiterentwicklungen und Business-Process-Outsourcing ergänzt werden kann. Nach Unternehmensangaben basiert die Plattform auf vorkonfigurierten Standards und folgt dem Clean-Core-Prinzip. Individuelle Anpassungen würden außerhalb des Systemkerns umgesetzt, während regulatorische Anforderungen und funktionale Erweiterungen zentral entwickelt und bereitgestellt würden. Arvato Systems erklärt, dass sich dadurch Implementierungs- und Betriebskosten reduzieren ließen.

„Die Migration mit AEP.EnerS4 bei Enni ist kein klassisches Transformationsprojekt, sondern bedeutet die Einführung eines effizienten Mastersystems nach dem RISE-Ansatz – bei maximaler Flexibilität für individuelle Anforderungen“, sagt Benedict Kock, Director Energy Solutions bei Arvato Systems. Er verspricht, Kunden müssen sich keine Sorgen über das offizielle Ende des SAP-Support machen. Die Unterstützung sei langfristig sichergestellt.

Im Rahmen eines Managed-Service-Provider-Modells übernimmt Arvato Systems nach eigenen Angaben neben dem technischen Betrieb auch Aufgaben im SAP-Vertragsmanagement sowie bei der Weiterentwicklung der Lösung. // [VON FRITZ WILHELM](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)

Dimethylether könnte E-Fuels günstiger machen



Quelle: Fotolia / Minerva Studio

STUDIEN. E-Fuels könnten künftig günstiger produziert werden. Eine Fraunhofer-Studie sieht dafür Vorteile bei einem neuen Herstellungsweg für synthetische Kraftstoffe.

Welche Rolle Baden-Württemberg künftig bei der Produktion nachhaltiger Kraftstoffe spielen kann, hat das Projekt „E-Fuels fürs LÄND“ unter Leitung des Fraunhofer-Instituts für Solare Energiesysteme (Fraunhofer ISE) untersucht. Die Freiburger Forscher analysierten gemeinsam mit Partnern, wie sich Treibhausgasemissionen im Verkehrssektor reduzieren und zugleich industrielle Wertschöpfung im Land aufbauen lassen. Ein Schwerpunkt lag auf der Frage, welche Technologien die Herstellung synthetischer Kraftstoffe wirtschaftlicher machen können.

Im Mittelpunkt der Studie steht Dimethylether (DME), ein Zwischenprodukt für die Herstellung synthetischer Kraftstoffe. Nach Angaben des Fraunhofer ISE könnte der Herstellungsweg über DME kostengünstiger sein als die heute übliche Produktion über Methanol. Das Projektkonsortium untersuchte deshalb die gesamte Wertschöpfungskette – von der Herstellung aus Wasserstoff und CO₂ aus der Luft bis zur Weiterverarbeitung zu Benzin-, Diesel- und Flugkraftstofffraktionen.

Für die Analyse betrachtete das Konsortium mehrere Szenarien für die Jahre 2030 bis 2040. Als mögliche Produktionsstandorte für DME dienten Finnland, Spanien und Brasilien. Die Länder stehen für unterschiedliche klimatische Bedingungen und Verfügbarkeiten erneuerbarer Energien. Anschließend untersuchten die Forschenden, wie sich das Zwischenprodukt nach Baden-Württemberg importieren und dort zu Kraftstoffen weiterverarbeiten ließe. Als Referenz diente die Methanolroute, die heute als etablierter Herstellungsweg für synthetische Kraftstoffe gilt.

Technologien aus Baden-Württemberg

In die Untersuchung flossen vier Technologien ein, die nach Angaben der Projektpartner in Baden-Württemberg entwickelt wurden. Dazu zählen Verfahren zur CO₂-Abscheidung aus der Umgebungsluft (Direct Air Capture, DAC), die Herstellung von Wasserstoff beziehungsweise Synthesegas, ein vom Fraunhofer ISE entwickeltes Verfahren zur Herstellung von DME sowie die Produktion von Sustainable Aviation Fuel (SAF).

Parallel dazu entwickelten die Projektpartner einzelne Prozessschritte weiter. Gemeinsam mit dem Automobilzulieferer Purem GmbH untersuchte das Fraunhofer ISE einen DAC-Prozess auf Basis fester Sorptionsmittel. Die Versuche zeigten laut Fraunhofer ISE Möglichkeiten, den Energiebedarf des Verfahrens zu senken. Robert Szolak, Abteilungsleiter Nachhaltige Syntheseprodukte am Fraunhofer ISE, erklärte, das entwickelte Skalierungskonzept könne eine kostengünstige Fertigung entsprechender Module in automatisierten Produktionsumgebungen der Automobilindustrie ermöglichen. Für Investitionsentscheidungen seien jedoch weitere Untersuchungen im Pilotmaßstab erforderlich.

Auch die DME-Herstellung selbst nahmen die Forscher genauer unter die Lupe. In Prozesssimulationen verglichen sie den neuen DME-basierten Herstellungsweg mit der heute üblichen Methanolroute. Dabei erzielte der DME-Ansatz laut Fraunhofer ISE niedrigere Betriebs- und Gesamtkosten. Die Mineralö Raffinerie Oberrhein könnte die Technologie künftig in ihrer Raffinerie einsetzen.

Weiterverarbeitung von DME

Das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) untersuchte die Weiterverarbeitung von DME zu Kraftstoffen. Die Wissenschaftler simulierten die einzelnen Prozessschritte erstmals in technisch relevanter Größe und

im kontinuierlichen Betrieb. Nach Angaben des KIT erreicht dieser Ansatz Energieeffizienzen von bis zu 90 Prozent. Gegenüber Verfahren auf Methanolbasis sinken damit auch die CO₂-Emissionen. Im Rahmen der Untersuchungen entstanden Benzin- und Dieselfraktionen sowie SAF für die Luftfahrt.

Die wirtschaftlichen Analysen zeigen laut Projektkonsortium, dass die Herstellung synthetischer Kraftstoffe auf DME-Basis in allen untersuchten Innovationsszenarien günstiger ausfällt als vergleichbare Methanolverfahren. Die Forscher führen dies auf die höhere Effizienz der Prozesskette sowie auf geringere Investitions- und Betriebskosten zurück.

Achim Schaadt, Abteilungsleiter Nachhaltige Syntheseprodukte am Fraunhofer ISE, sieht darin Potenzial für den Markthochlauf nachhaltiger Kraftstoffe. Baden-Württemberg verfüge mit seiner industriellen Basis sowie dem Maschinen- und Anlagenbau über gute Voraussetzungen, um entsprechende Technologien zu entwickeln und in die Anwendung zu bringen.

Die 77-seitige Studie „Abschlussbericht – E-Fuels fürs Länd“ steht auf der Internetseite des Fraunhofer ISE zum Download bereit. // [VON DAVINA SPOHN](#)

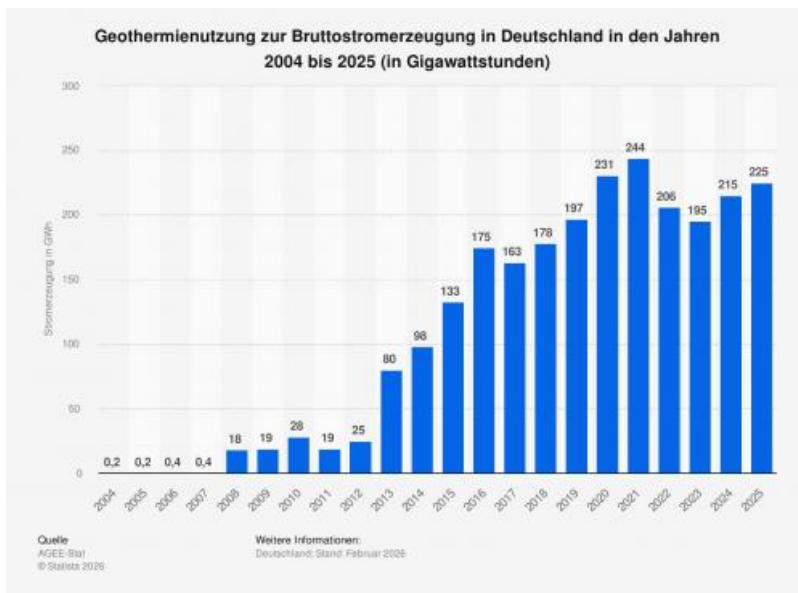
[^ Zum Inhalt](#)

Geothermie zur Stromerzeugung in Deutschland 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

Die Statistik nach Daten des Umweltbundesamtes zeigt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Geothermie in Deutschland in den Jahren 2004 bis 2025. Im Jahr 2025 wurden in Deutschland rund 225 Gigawattstunden Strom aus Geothermieanlagen erzeugt. // [VON REDAKTION](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Katia Meyer-Tien

Westfalen Weser baut Netze und Erneuerbare weiter aus

STROMNETZ. Rekordinvestitionen in die Energiewende meldet der Netzbetreiber Westfalen Weser. Schwerpunkte sind der Netzausbau sowie neue Wind- und Wasserstoffprojekte.

Westfalen Weser hat das Geschäftsjahr 2025 mit deutlichem Wachstum und hohen Investitionen abgeschlossen. Das Energieunternehmen meldet einen Konzernumsatz von 1,1 Milliarden Euro und Investitionen in Höhe von 178,4 Millionen Euro. 55,7 Millionen Euro werden an seine 57 kommunalen Anteilseigner ausgeschüttet.

Seit 2023 verfolgt das Unternehmen, wie es bei der Bilanz-Pressekonferenz im nordrhein-westfälischen Herford hieß, die strategische Weiterentwicklung vom klassischen Netzbetreiber hin zu einem ganzheitlichen Energiesystem-Manager. Das Geschäft umfasse inzwischen die gesamte energiewirtschaftliche Wertschöpfungskette – von Erzeugung, Handel und Speicherung über Netze bis hin zu Wärme- und Energielösungen. Für Geschäftsführer Jürgen Noch ist dieser integrierte Ansatz entscheidend für das Gelingen der Transformation: Klimaschutz, Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit müssten gemeinsam gedacht werden.

Im November Baustart für „Schlafender Riese“

Ein Schwerpunkt liegt auf dem Ausbau erneuerbarer Energien. So steht beim Wasserstoffprojekt „Schlafender Riese“ in Lichtenau der nächste Meilenstein bevor. Im November soll der Bau einer Elektrolyseanlage mit 10 MW beginnen. Bereits Ende 2027 ist die Produktion von grünem Wasserstoff geplant. Darüber hinaus engagiert sich Westfalen Weser über die Beteiligung an der Westfälisch-Niedersächsischen Energie im Ausbau der Windenergie. Bis Ende 2026 sollen 36 neue Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 192 MW errichtet werden und die regionale Stromerzeugung deutlich stärken.

Mit dem steigenden Anteil der Erneuerbaren gewinnt auch die Speicherung von Energie an Bedeutung. Westfalen Weser entwickelt daher mehrere Batteriespeicherprojekte in der Region, unter anderem in Blomberg, Würgassen und Kirchlengern. Die Speicher sollen dazu beitragen, Erzeugungsschwankungen aus Wind- und Solarenergie auszugleichen und die Integration erneuerbarer Energien in das Energiesystem zu erleichtern.

Parallel dazu steht der Ausbau der Netzinfrastruktur im Mittelpunkt. Westfalen Weser setzt dabei auch auf intelligente digitale Netzlösungen, die Energieströme in Echtzeit steuern können. Ziel ist es, Erzeugung, Verbrauch und Speicher effizient miteinander zu verknüpfen und Netzengpässe zu vermeiden.

Regulierung bremst Netzausbau

Nach Ansicht von Geschäftsführer Andreas Speith drohen jedoch regulatorische Hemmnisse beim Netzausbau den Fortschritt auszubremsen. Während neue Erzeugungsanlagen häufig innerhalb weniger Jahre realisiert werden könnten, dauerten Genehmigungs- und Ausbauprozesse im Netz deutlich länger. Zudem sieht er die aktuellen Überlegungen der Bundesnetzagentur zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens kritisch. Für die anstehenden Investitionen seien verlässliche wirtschaftliche Rahmenbedingungen und ausreichende Finanzierungsmöglichkeiten unverzichtbar.

Im Bereich Elektromobilität hat das Unternehmen den Fokus von einzelnen Ladepunkten auf skalierbare Ladeinfrastrukturen für Busflotten und den Schwerlastverkehr verlagert. Gleichzeitig unterstützt es Kommunen bei der Wärmeplanung und sieht in der Wärmewende ein wichtiges zukünftiges Geschäftsfeld. Allerdings erschwerten auch hier politische Unsicherheiten derzeit vielerorts Investitionsentscheidungen.

Die wirtschaftliche Entwicklung spiegelt sich auch im Personalaufbau wider. Im Jahr 2025 stellte Westfalen Weser 150 neue Mitarbeitende ein. Zum Jahresende waren mehr als 1.300 Beschäftigte an 23 Standorten tätig. Hinzu kommen knapp 100 Auszubildende. Für die Region bedeutet dies zusätzliche Arbeitsplätze und Fachkräfte für die Umsetzung der Energiewende.

Mit den hohen Investitionen, einer breiten Projektpipeline und einer konsequenten Ausrichtung auf erneuerbare Energien, Speicher und Netze sieht sich Westfalen Weser insgesamt gut positioniert, um die Transformation des Energiesystems in Ostwestfalen-Lippe und Südniedersachsen aktiv mitzugestalten.

// VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIETJOBS

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

Schneider Electric und Kraken vereint für Netzflexibilität



Quelle: Katia Meyer-Tien

STROMNETZ. Schneider Electric und Kraken wollen als Partner die Stromnachfrage flexibler steuern, um Netzkapazitäten besser zu nutzen und Anschlüsse schneller bereitzustellen.

Schneider Electric und Kraken haben eine strategische Partnerschaft zur Förderung der Stromnachfrageflexibilität angekündigt. Ziel ist es, Netzkapazitäten effizienter zu nutzen und die Anbindung von Rechenzentren sowie großen Industrieverbrauchern zu beschleunigen. Das teilten beide Unternehmen am 9. Juni mit.

Schneider Electric bringt nach eigenen Angaben seine Plattformen zur Netzüberwachung und Prognose von Engpässen in die Zusammenarbeit ein. Das Unternehmen mit Hauptsitz im französischen Rueil-Malmaison ist auf Energie- und Automatisierungslösungen spezialisiert. Das Londoner KI-Unternehmen Kraken ergänzt dies durch Software zur Steuerung flexibler Stromverbraucher und dezentraler Energieressourcen.

Kapazitätsmanagement für bessere Netzauslastung

Die Partner wollen Verteilnetzbetreibern und Energieversorgern ermöglichen, Netzengpässe in Echtzeit zu erkennen und den Stromverbrauch gezielt zu verschieben. Dadurch sollen vorhandene Netzkapazitäten besser ausgelastet werden. Laut den Unternehmen könnte dies den Anschluss neuer Lasten beschleunigen und den Bedarf an umfangreichen Netzausbauten hinauszögern.

Hintergrund der Kooperation ist der steigende Strombedarf. Nach Angaben der Unternehmen lag der Stromverbrauch von Rechenzentren weltweit im Jahr 2024 bei rund 415 Milliarden kWh. Bis 2030 dürfte sich dieser Wert wohl verdoppeln. Gleichzeitig wachsen in vielen Ländern die Warteschlangen für Netzanschlüsse, während Netzbetreiber häufig nur begrenzte Transparenz über die aktuelle Auslastung ihrer Netze haben.

Kombiniertes Know-how

Die neue Lösung kombiniert die Netztransparenz der One Digital Grid Platform und des EcoStruxure Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS) von Schneider Electric mit der Flexibilitätsplattform von Kraken. Diese vernetzt unter anderem Elektrofahrzeuge, Heimbatterien, Wärmepumpen sowie industrielle Lasten und koordiniert deren Stromverbrauch. Auf diese Weise soll die Nachfrage zeitlich verschoben und das Netz in Echtzeit entlastet werden.

Laut Schneider Electric können neben Industrieanlagen auch Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher und Photovoltaikanlagen zur Flexibilität beitragen. Dies soll helfen, Netzüberlastungen zu vermeiden und das Stromsystem effizienter zu betreiben.

Kraken verweist auf das wirtschaftliche Potenzial der Nachfrageflexibilität. Analystenschätzungen zufolge könnte der globale Marktwert flexibler Stromnachfrage im Industrie- und Gewerbesektor bis zu einer Billion US-Dollar pro Jahr erreichen.

KI als Problemlöser

Amir Orad, CEO von Kraken, erklärte: „Künstliche Intelligenz kann nicht nur zusätzlichen Strombedarf verursachen, sondern auch dazu beitragen, bestehende Netzinfrastrukturen effizienter zu nutzen.“ Die Partnerschaft mit Schneider Electric solle dazu beitragen, Netzanschlüsse zu beschleunigen und das Wachstum der Stromversorgung zu unterstützen.

Frederic Godemel, Executive Vice President Energy Management bei Schneider Electric, erklärte, Netzbetreiber stünden vor der Herausforderung, Versorgungssicherheit zu gewährleisten, auf veränderte Lastprofile zu reagieren und gleichzeitig mit einer alternden Infrastruktur zu arbeiten. „Durch die Kombination der eigenen Plattformen mit spezialisierten Partnerlösungen unterstützen wir unsere Kunden bei diesen Aufgaben“, so Godemel.

Nach Angaben der Unternehmen soll die Zusammenarbeit weltweit ausgerollt werden. Weitere Einzelheiten zu Projekten oder einem Zeitplan nannten die Partner zunächst nicht. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Stadtwerke Baden-Baden starten Glasfaser-Ausbau



Quelle: Pixabay

IT. Binnen fünf Jahren wollen die Stadtwerke Baden-Baden weite Teile der Kurstadt mit schnellem Internet versorgen. Der Ausbau startet in einem ersten Ortsteil und zieht sich bis 2030.

In der Kurstadt Baden-Baden hat der groß angelegte Ausbau des Glasfasernetzes begonnen. Nach einem Beschluss des Stadtrats kümmern sich die Stadtwerke der baden-württembergischen Kommune um den Anschluss der Haushalte.

Laut Plan rechnet der Versorger mit etwa zehn anzubindenden Gebäuden und etwa 200 Meter anzulegenden Leitungsgräben pro Arbeitstag. Dann könnten die in neun Abschnitte unterteilten Stadtgebiete bis 2030 über schnelles Internet verfügen.

Pro Jahr nehmen die Stadtwerke zwei bis sechs Gebiete in Angriff. Der Start ist inzwischen im Bereich Geroldsau erfolgt, das im südlichen Stadtteil Lichtental liegt. In diesem Jahr sollen noch die Arbeiten in Sandweier beginnen.

Für das Jahr 2027 ist der Anschluss von Haueneberstein und Balg vorgesehen. 2028 folgen die Bereiche Ebersteinburg, Lichtental und Oberbeuern sowie Neuweier, Steinbach und Varnhalt. Den Abschluss machen Oos und Weststadt (2029) sowie die in zwei Teilbereiche untergliederte Kernstadt (2030).

Die Beratung über ihr Angebot und die Anschlussmöglichkeiten starten die Stadtwerke in der Regel jeweils im Jahr vor den terminierten Bauarbeiten. Dabei legt der Versorger den Glasfaser-Anschluss ans und ins Haus auch kostenlos.

Die günstigste Variante, also gratis, gibt es allerdings nur unter zwei Bedingungen. So müssen die Interessierten bis zum Ende der Vertriebsphase einen Servicevertrag mit dem Versorger abschließen. Und zweitens muss am Haus ein Leerrohr vorhanden sein. Andernfalls entstehen Kosten von bis zu 4.165 Euro für den Hausanschluss ohne Servicevertrag und – im Haus ohne Leerrohr – von monatlich 5 Euro pro Wohneinheit für maximal 9 Jahre.

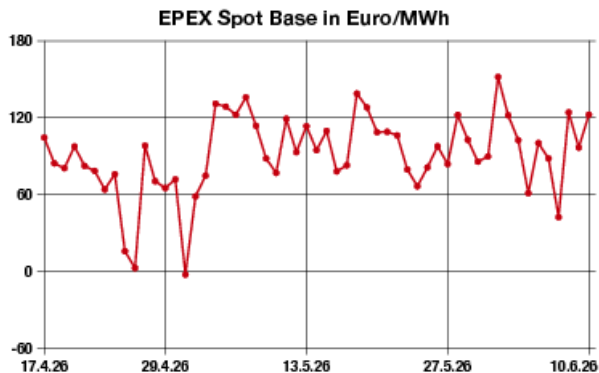
Die Stadtwerke sind seit 2020 auch Anbieter von Telekommunikationsdiensten. Sie offerieren Privat- und Geschäftskunden sowie der Wohnungswirtschaft Internet- und Telefonanschlüsse sowie Fernsehprodukte.

// VON VOLKER STEPHAN

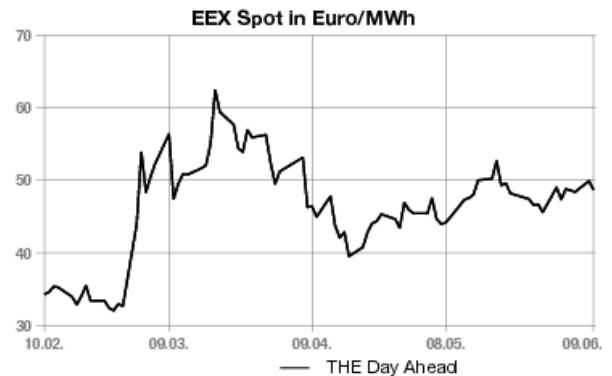
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gas und CO2 unter Druck, Strom uneinheitlich



Quelle: E&M

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

Die Energiepreise haben am Dienstag zumeist nachgegeben, nachdem sich die Lage um die Straße von Hormus weiter beruhigt hat. Sowohl Iran als auch Israel haben ihre wechselseitigen Angriffe eingestellt. Neben dem Irankrieg rücken nun auch etwaige hochsommerliche Temperaturextreme ins Zentrum der Aufmerksamkeit, die kühlungsbedingt die Nachfrage nach LNG, Kohle und Öl auf der Nordhalbkugel in die Höhe treiben könnten. Schon für die kommende Woche zeichnen sich für Deutschland und Nordwesteuropa nach Auskunft einiger Wetterdienste Temperaturen ab, die deutlich oberhalb der saisonalen Durchschnittswerte liegen dürften.

Strom: Leichter hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag gezeigt, der damit die Tendenz der Primärenergieträger aufnahm. Der Day-ahead allerdings gewann 25,50 auf 122,75 Euro je Megawattstunde im Base und 38,75 auf 103,25 Euro je Megawattstunde im Peak. An der Börse wurde die Grundlast mit 122,51 Euro ermittelt, die Spitzenlast mit 102,99 Euro.

Händler verwiesen auf die deutlich geringeren Beiträge von Wind und Solar als Grund für die Aufschläge beim Day-ahead. Während die Meteorologen von Eurowind für den Berichtstag noch 33,5 Gigawatt an Einspeiseleistung der Erneuerbaren prognostizieren, sollen am Mittwoch nur noch rund 23,5 Gigawatt zusammenkommen. Für Donnerstag und für Freitag rechnet der Wetterdienst mit einer Einspeiseleistung in ähnlicher Höhe wie am Mittwoch. Die Wetteraussichten in der kommenden Woche sind den Wetterdiensten zufolge noch mit großer Unsicherheit behaftet.

Am langen Ende gab das Strom-Frontjahr um 0,27 auf 94,40 Euro nach.

CO2: Schwächer haben sich die CO2-Preise am Dienstag präsentiert. Der Dec 26 verlor bis gegen 13.54 Uhr um 1,13 auf 75,82 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 11,6 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 76,95 Euro, das Tief bei 75,71 Euro. Die Analysten von Redshaw Advisors gehen davon aus, dass sich der Dec 26 in der laufenden Woche in der breiten Spanne zwischen 75 und 80 Euro je Tonne bewegen wird. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass es im Mittleren Osten zwischen den Kriegsparteien einigermaßen ruhig bleibt.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben sich am Dienstag leichter gezeigt. Der Frontmonat Juli am niederländischen TTF verlor bis gegen 13.40 Uhr um 0,545 auf 49,460 Euro je Megawattstunde. Der Day-ahead am deutschen THE sank um 0,320 auf 49,505 Euro je Megawattstunde. Gas vollzog damit in abgeschwächter Form die Bewegung von Brent nach, das ebenfalls Abgaben verzeichnete, nachdem sich die Situation am Persischen Golf wieder beruhigt hatte.

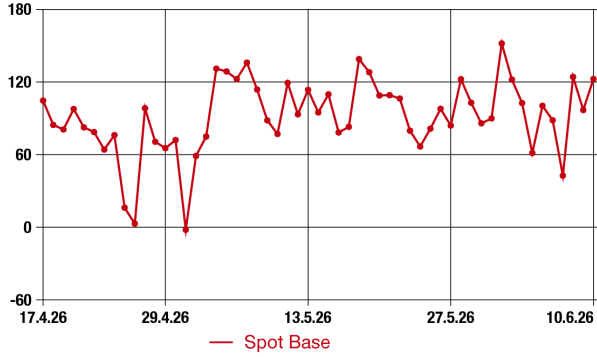
Gestützt wird Gas durch die Temperaturprognosen einiger Wetterdienste, die für die kommende Woche eine deutliche Temperaturerhöhung für Nordwesteuropa und Deutschland prognostizieren. In Asien steht zudem eine heiße Sommersaison an, die einen hohen Klimatisierungsbedarf mit sich bringen und die Nachfrage nach LNG in die Höhe treiben könnte. Unterdessen beläuft sich der Gasflow aus Norwegen für den Berichtstag auf üppige 333,2 Millionen Kubikmeter. // [VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

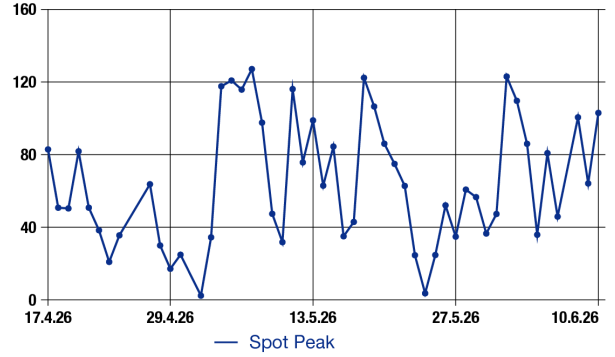
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

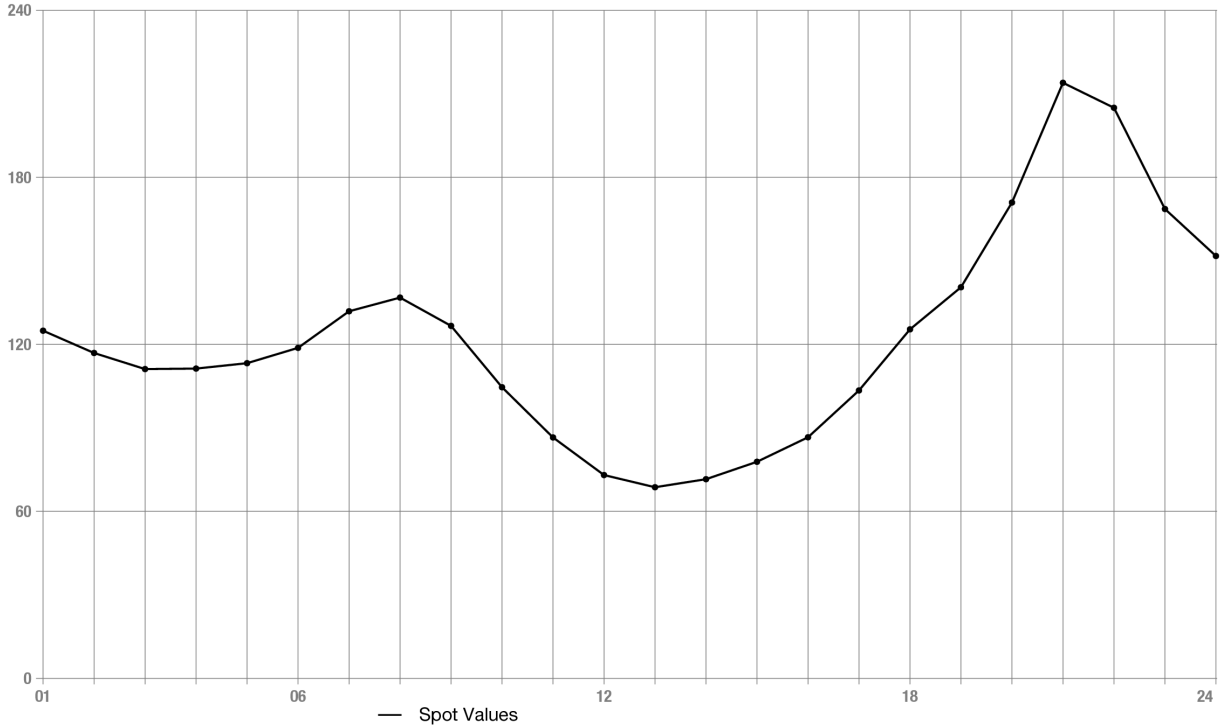
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

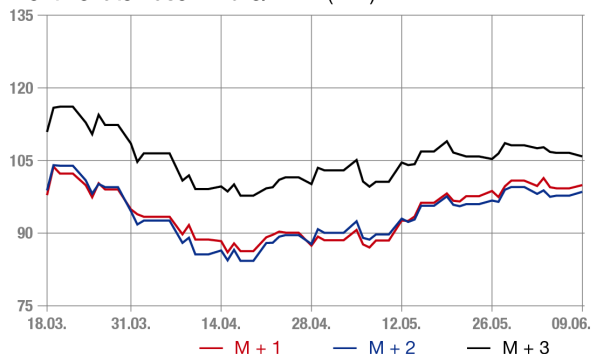
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	09.06.26	German Power Jul-2026	99,92
M2	09.06.26	German Power Aug-2026	98,53
M3	09.06.26	German Power Sep-2026	105,84
Q1	09.06.26	German Power Q3-2026	101,38
Q2	09.06.26	German Power Q4-2026	121,10
Q3	09.06.26	German Power Q1-2027	114,33
Y1	09.06.26	German Power Cal-2027	94,48
Y2	09.06.26	German Power Cal-2028	80,39
Y3	09.06.26	German Power Cal-2029	74,09

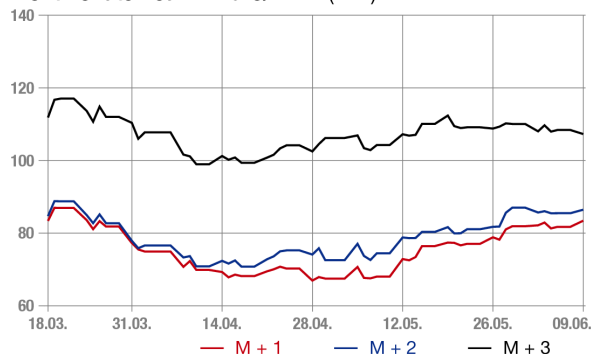
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	09.06.26	German Power Jul-2026	83,42
M2	09.06.26	German Power Aug-2026	86,45
M3	09.06.26	German Power Sep-2026	107,28
Q1	09.06.26	German Power Q3-2026	92,34
Q2	09.06.26	German Power Q4-2026	147,52
Q3	09.06.26	German Power Q1-2027	133,68
Y1	09.06.26	German Power Cal-2027	99,35
Y2	09.06.26	German Power Cal-2028	86,17
Y3	09.06.26	German Power Cal-2029	80,00

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)



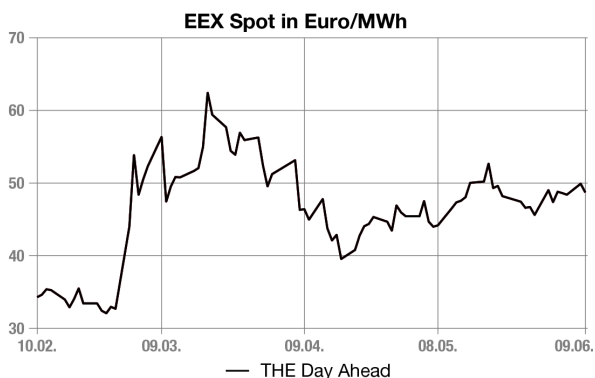
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



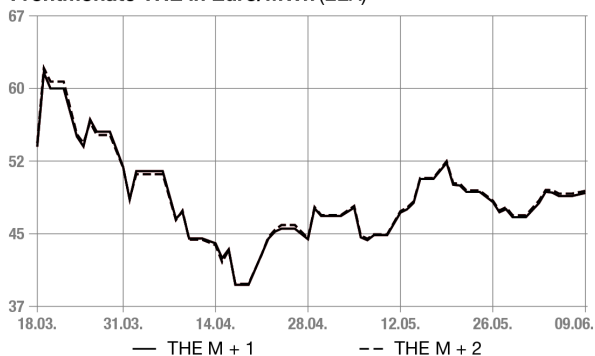
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	09.06.26	German THE Gas Jul-2026	49,21
M2	09.06.26	German THE Gas Aug-2026	49,42
Q1	09.06.26	German THE Gas Q3-2026	49,46
Q2	09.06.26	German THE Gas Q4-2026	49,78
S1	09.06.26	German THE Gas Win-2026	49,02
S2	09.06.26	German THE Gas Sum-2027	35,95
Y1	09.06.26	German THE Gas Cal 2027	39,00
Y2	09.06.26	German THE Gas Cal 2028	29,58



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



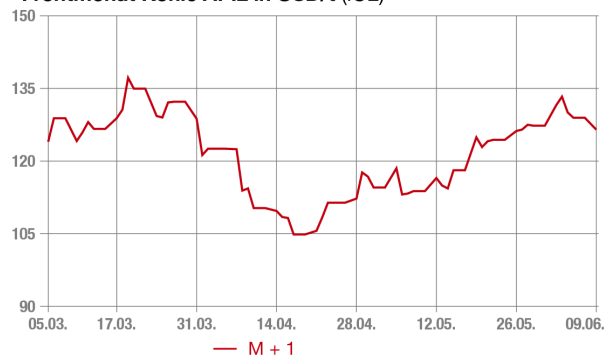
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	09.06.26	122,51	EUR/MWh
Germany Spot peak	09.06.26	102,99	EUR/MWh
EUA Juni	09.06.26	75,13	EUR/tonne
Coal API2 Juni 2026	09.06.26	132,95	USD/tonne

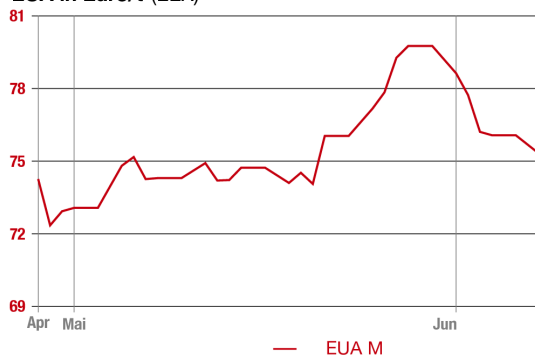
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	09.06.26	48,71	EUR/MWh
German THE Gas Jul-2026	09.06.26	49,21	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	09.06.26	39,00	EUR/MWh
Crude Oil Brent Aug-2026	09.06.26	91,45	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Biologisch-/Medizinisch-Technische Assistenz (m/w/d) in der Arzneimittelherstellung

Wir suchen Biologisch-/Medizinisch-Technische Assistenz (m/w/d) in der Arzneimittelherstellung Voll...
in Teltow

vor 2 h

Festanstellung



Leitender Oberarzt für Mikrobiologie / Krankenhaushygiene (m/w/d) in Kulmbach

Leitender Oberarzt für Mikrobiologie / Krankenhaushygiene (m/w/d) Stellen-ID: 1141 Standort: Kulmb...
in Kulmbach

vor 2 h



Wissenschaftliche*r Mitarbeiter*in (all genders) - Strommärkte und Förderdesign

Ort: Karlsruhe Wissenschaftliche*r Mitarbeiter*in (all genders) Strommärkte und Förderdesign Die Fra...
in Karlsruhe

vor 2 h

Freie Mitarbeit Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit



Facharbeiter Garten- und Landschaftsbau (m/w/d)

Über uns Wir, die GaLaBau Fiedrich GmbH, sind ein mittelständisches Bauunternehmen in Nauen. Seit ...
in Nauen

vor 2 h

Ausbildung / Freie Mitarbeit



Facharbeiter Garten- und Landschaftsbau (m/w/d) - Vollzeit

Über uns Wir, die GaLaBau Fiedrich GmbH, sind ein mittelständisches Bauunternehmen in Nauen. Zur ...
in Nauen

vor 2 h

Ausbildung / 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



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 Weingärtner**

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!

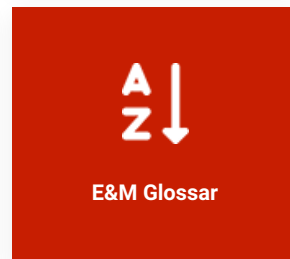
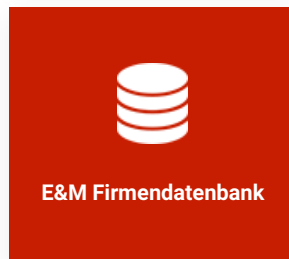
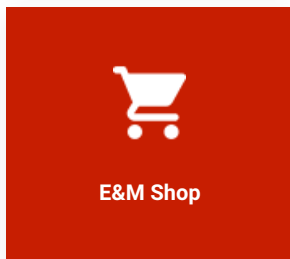
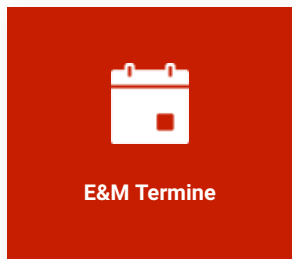
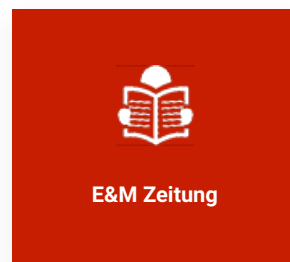
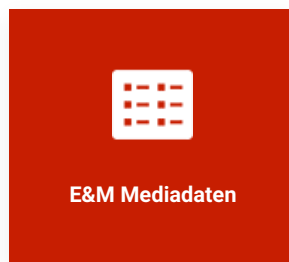
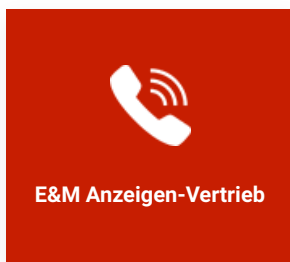
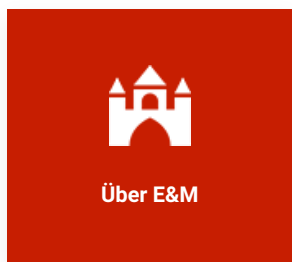
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

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

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

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

© 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:

