



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

STROM


53,35 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS


32,7 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZITAT DES TAGES

„Leistungsfähige und sichere Rechenzentren sind heute eine Grundvoraussetzung für wirtschaftliche Entwicklung und digitale Wertschöpfung.“

REGENERATIVE

Geleakte EEG-Reform setzt auf Markt und Speicher

GEOTHERMIE

Zahl der tiefengeothermischen Anlagen nimmt zu

BILANZ

Rolls-Royce macht fast 1 Milliarde Euro Gewinn

Grant Hendrik Tonne, Niedersachsens Wirtschaftsminister (SPD), zu dem Rechenzentrum, das Avacon und Enviam in Sehnede bei Hannover in Betrieb genommen haben.

Inhalt

TOP-THEMA→ **WASSERSTOFF:** Im Untergrund technisch auf der Höhe**POLITIK & RECHT**

- **POLITIK:** 22 Unternehmen warnen vor Windkraft-Aus im Ländle
- **ÖSTERREICH:** Ausschreibungen: Stadtrechnungshof kritisiert Wien Energie
- **VERBÄNDE:** Netzpaket und EEG-Novelle unter Kritik der Windbranche
- **REGENERATIVE:** Kritik am geleakten EEG-Entwurf

HANDEL & MARKT

- **REGENERATIVE:** Geleakte EEG-Reform setzt auf Markt und Speicher
- **IT:** Energieversorger starten Rechenzentrum bei Hannover
- **STATISTIK DES TAGES:** Heizölpreise sinken nach Krisenjahren

TECHNIK

- **GEOTHERMIE:** Zahl der tiefengeothermischen Anlagen nimmt zu
- **KWK:** Biomasse-Heizkraftwerk Hungerkamp wurde flexibilisiert
- **STROMNETZ:** Trasse Richtung Luxemburg genehmigt

→ **STROMNETZ:** Mitnetz Strom schließt Netzlücke im Vogtland

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** Rolls-Royce macht fast 1 Milliarde Euro Gewinn
 - **BILANZ:** Alpiq-Ergebnis bleibt 2025 unter den Vorjahren
 - **PERSONALIE:** Poppinga wechselt von Uniper zur EnBW
 - **GASTBEITRAG:** Eine Leitung, drei Energieträger
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Iran-Gespräche treiben Notierungen
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Im Untergrund technisch auf der Höhe



Quelle: Stora Etzel Gasunie

WASSERSTOFF. Der Hochlauf des Wasserstoffmarkts bleibt bisher noch hinter den politischen Erwartungen zurück. Technisch sind allerdings schon wesentliche Voraussetzungen geschaffen.

Der Bundesrechnungshof hat deutliche Kritik am Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft geübt. Bis 2030 werde die heimische Produktion von grünem Wasserstoff deutlich unter den Zielwerten bleiben. Energie- und industriepolitische Ziele seien gefährdet. Die Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategie sei ein Stückwerk. Unter diesen Bedingungen ist mit einem zügigen Wachstum des Wasserstoffmarktes nicht zu rechnen.

Wenn neue Gaskraftwerke nicht verpflichtend H₂-ready gebaut werden müssen, wird auch die Nachfrage nach grünem Wasserstoff geringer ausfallen als ursprünglich angenommen. Entsprechend, so die Befürchtung der Prüfer, könnte auch das Wasserstoff-Kernnetz nur mäßig ausgelastet sein. Die staatlichen Mittel dafür, könnten damit schlecht angelegt sein – ein erhebliches Risiko für den Bundeshaushalt.

Bei einem genaueren Blick auf die Rahmenbedingungen treten weitere Risiken zu Tage, unter anderem regulatorische Unklarheiten, die Preisdifferenz zu anderen Energieträgern, die Importabhängigkeit sowie rückläufige Investitionen in die Gasnetze, die auch für den Wasserstofftransport in Frage kommen könnten. Die Befürworter verweisen auf strukturelle Vorteile. „Die Umstellung der Gasnetze auf Wasserstoff ist möglich und vergleichsweise günstig. Der Stromnetzausbau wird teuer und Strompreise könnten steigen“, sagt Gert Müller-Syring von der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH.

Beste Voraussetzungen für Unterspeicher

Und verschiedene Projekte zeigen, dass im industriellen Wärmebereich der Wasserstoff eine wesentliche Rolle spielen kann. Denn grüner Wasserstoff ist dort sinnvoll, wo direkte Elektrifizierung an technische oder wirtschaftliche Grenzen stößt – etwa in der Stahl- und Chemieindustrie und bei Hochtemperaturprozessen. Aber auch im Schwerlastverkehr oder für die saisonale Speicherung erneuerbarer Energien gibt es Bedarf.

Dass die Speicherung in umgerüsteten Salzkavernen machbar ist, hat gerade ein Pilotprojekt mit der Bezeichnung „H₂Cast Etzel“ des Speicherbetreibers Stora Etzel nachgewiesen. Die anvisierten Meilensteine haben die Projektpartner weitgehend planmäßig erreicht. Doch die Rahmenbedingungen sind schwierig, wie aus einem aktuellen Projektbericht hervorgeht.

„Die untertägige H₂-Speicherung in Salzkavernen ist aus technischer Sicht mit Ausnahme des Energiegehaltes vergleichbar mit der Speicherung von Erdgas, was eine Umrüstung von bestehenden Speichern grundsätzlich ermöglicht“, fasst Projektleiter Carsten Reekers die ersten Zwischenergebnisse zusammen. Die Herausforderung liege allerdings bei den relativen Kosten zu anderen Energieträgern und damit am Ende bei der Wirtschaftlichkeit. Deshalb sei eine verbindliche Speicherstrategie unerlässlich.

Ein Marktrahmen, Finanzierungsinstrumente, Förderung der heimischen Wasserstoffproduktion, der Import von Derivaten und die Anbindung der Speicher an das Wasserstoff-Kernnetz seien die Voraussetzungen für einen wirklichen Markt. Im Hinblick auf Unterspeicher habe Deutschland jedenfalls beste Voraussetzungen – eben auch für die Speicherung von Wasserstoff.

*Details über das Speicherprojekt von Storag Etzel sowie einen ausführlichen Beitrag über die Rahmenbedingungen des Wasserstoffmarkts lesen Sie in der Printausgabe von Energie & Management am 2. März. // **VON FRITZ WILHELM***

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Pixabay / Simon

22 Unternehmen warnen vor Windkraft-Aus im Ländle

POLITIK. Genehmigungen: ja, Zuschlag: nein? Vor dieser Entwicklung für Baden-Württemberg warnen 22 Projektierer von Windkraftanlagen an Land. Sie fordern Korrekturen am EEG für den Süden.

So klingt Düsternis: 22 Entwickler von Windparks aus Baden-Württemberg fordern Änderungen am Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), um ein Aus dieser Ökostromtechnik im Südwesten der Republik zu vermeiden. Um nicht weniger als die Zukunft der Energiewende gehe es, heißt es in einer Mitteilung von Badenova.

Von einem bevorstehenden „Genickbruch“ für die Energiewende im Süden, der „wir nicht tatenlos zusehen wollen“, spricht Dirk Sattur, Vorstand von Badenova. Der Versorger aus Freiburg gehört zu den Unterzeichnenden eines „Forderungspapiers Wind an Land“, das sie an politisch Verantwortliche gerichtet haben.

Bei der Novelle des EEG müsse das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unbedingt die sich verschlechternde Situation für Windkraftanlagen im Süd(west)en Deutschlands berücksichtigen. Die Bestandsaufnahme fällt bei den Unternehmen, zu denen auch Ökostrom und EWS Schönau zählen, denkbar schlecht aus. Mit ihren besonderen Bedingungen hätten Projektierer aus Baden-Württemberg und Bayern kaum Chancen auf einen Zuschlag bei den Ausschreibungen.

Das Bündnis der Unterzeichnenden reagiert mit dem Papier direkt auf die „dramatische Überzeichnung“ der jüngsten Ausschreibung der Bundesnetzagentur. Die Unternehmensberatung Enervis prognostiziert für Baden-Württemberg und Bayern unter den aktuellen Bedingungen eine Nullrunde für beide südlichen Bundesländer.

Die Probleme sehen die Unternehmen im EEG-Mechanismus. Dieser missachte „zentrale Kostenfaktoren im Südwesten“:

- höhere spezifische Projektkosten durch anspruchsvolle Topographie und Genehmigungsverfahren sowie kleinteiligere Projekte,
- teure Infrastrukturmaßnahmen wie Erschließungswege, Kabeltrassen und Speziallogistik,

- für das Energiesystem vorteilhafte Erzeugungsprofile, die Netzengpässe reduzieren könnten.

Zwar steige die Anzahl der Genehmigungen für neue Anlagen im Ländle. „Doch was bringt das, wenn diese Projekte keine wirtschaftliche Perspektive haben“, lautet eine rhetorische Frage in dem Schreiben. Es seien viele genehmigte Windparks baureif, sie „brauchen jetzt den Zuschlag“.

Eine Bevorzugung von Standorten im windstärkeren Norden, wo der Wind „zeitlich anders“ wehe als im Süden, sei kontraproduktiv. Dann seien dort „noch mehr Speicherkapazitäten und weitere Stromtrassen“ in den Süden erforderlich. Energie- und volkswirtschaftlich sei es daher sinnvoll, Windkraft auch im Süden zu fördern, in der Nähe industrieller Verbraucher und mit hohem Nutzen für die Netzstabilität.

// VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Ausschreibungen: Stadtrechnungshof kritisiert Wien Energie



Quelle: Pixabay / slon_pics

ÖSTERREICH. Das stadteigene Unternehmen hinterfragte Angebote nicht und holte oft nur ein einziges Offert ein. Immerhin dürften keine „maßgeschneiderten“ Ausschreibungen vorgekommen sein.

Heftige Kritik an der Vergabepaxis der Wien Energie und der Wiener Netze in den Jahren 2021 bis 2024 übt der Wiener Stadtrechnungshof (StRH Wien) in mehreren Berichten, die am 26. Februar erschienen.

Hinsichtlich ausgeschriebener Leistungen im Bereich des Fernkälte-Ausbaus beispielsweise zeigten sich bei rund zehn Prozent der Positionen Preisunterschiede von bis zu 500 Prozent, was die Wien Energie jedoch nicht für aufklärungsbedürftig hielt. Auf Nachfrage des StRH bekundete die Wien Energie, „dass sie keine Veranlassung für eine vertiefte Preisprüfung gesehen hatte“.

Der Grund: Die Bieter seien „langjährige Leistungserbringer der unmittelbar vorangegangenen Vertrags- und Leistungsperiode gewesen“. Auch waren dem Unternehmen zufolge „mehr als 80 Prozent der Leistungspositionen der prüfungsgegenständlichen und der vorangegangenen Ausschreibung deckungsgleich“. Und „ungewöhnlich niedrige“ Angebote seien nicht vorgekommen.

Aufklärungswürdig war laut dem StRH weiters, dass ein Unternehmen bei einer Ausschreibung nicht zum Zuge kam, in der Folge aber als Subunternehmer eines Beauftragten erschien. Eine Erklärung lieferte die Wien Energie nicht. Im Zuge eines Rahmenvertrags erteilte die Wien Energie einem der zum Zuge gekommenen Unternehmen keinen Auftrag. Als Grund gab sie an, in dem Vertrag sei es sowohl um Fernkälte als auch um Fernwärme gegangen. Und im Bereich Fernwärme, den der StRH diesmal nicht prüfte, habe die betreffende Firma 125 Aufträge erhalten.

Keine internen Kostenschätzungen

Bei der Ausschreibung von Beratungsleistungen wiederum prüften dem StRH zufolge weder die Wien Energie noch die Wiener Netze, „ob eine Leistungserbringung mit eigenen Ressourcen (Make- or Buy-Analyse) möglich gewesen wäre, obwohl dies in einem Prozessschritt vorgesehen war“. Beim Großteil der Direktvergaben mit einem Volumen von über 50.000 Euro holten beide Unternehmen ohne Begründung jeweils nur ein Angebot ein – und das, obwohl zumindest bei den Wiener Netzen bei Aufträgen über mindestens 20.000 Euro Vergleichsangebote einzuholen sind.

Ferner stellte der StRH fest, „dass bei 76 von 94 Direktvergaben der geschätzte Auftragswert ident mit der Auftragssumme war“. Die Wiener Netze begründeten dies damit, „dass anstelle einer eigenständigen

Kostenschätzung das einzig eingeholte Angebot als Kostenschätzung herangezogen wurde“. Dem StRH war dies zwar aufgrund der unternehmensinternen Richtlinien zulässig sowie vergaberechtskonform, aber wirtschaftlich kaum optimal, weil „die Angebote keinem Wettbewerb unterzogen wurden“.

Immerhin: „Maßgeschneiderte“ Ausschreibungen, die einen bestimmten Bieter favorisierten, kamen dem StRH zufolge üblicherweise wohl weder bei der Wien Energie noch bei den Wiener Netzen vor. In einem Fall, der Ausschreibung einer „Studie Wasserstoffumsetzungskonzepte“ der Wiener Netze, war es dem StRH jedoch „anhand der vorgelegenen Unterlagen nicht möglich“, dazu eine endgültige Feststellung zu treffen. „Ausschreibungsunterlagen im klassischen Verständnis wurden keine übermittelt. Welche Eignungsanforderungen an die Unternehmen gestellt wurden oder welche Kriterien für die Zuschlagsentscheidung relevant gewesen wären, war den Unterlagen nicht in der nötigen Transparenz zu entnehmen“, heißt es im diesbezüglichen Bericht.

„Fahrlässiger Umgang“

Die Sozialdemokraten (SPÖ), die in Wien gemeinsam mit den Liberalen (Neos) regieren, konstatierten, im Wesentlichen sei alles in Ordnung. „Der Blick des Stadtrechnungshofes auf die Unternehmen ist wichtig, um Verbesserungen durchzuführen, muss aber im Kontext gesehen werden. Die Empfehlungen wurden analysiert und sind bereits in Umsetzung“, bekundeten sie in einer Aussendung.

Weniger rosig beurteilten die Lage die Konservativen (Österreichische Volkspartei, ÖVP), die gemeinsam mit den rechtsgerichteten Freiheitlichen (FPÖ) sowie den Grünen in Wien die Opposition stellen. Ihnen zufolge besteht im Bereich der Wiener Stadtwerke, denen die Wien Energie und die Wiener Netze angehören, „ein höchst fahrlässiger Umgang bei der Vergabe von Beratungsleistungen“. Bei Unternehmen im Umfeld der Stadt Wien „müssen höchste Standards gelten. SPÖ und Neos müssen endlich für saubere Verfahren sorgen, denn alles andere beschädigt das Vertrauen in die Verwaltung. Es handelt sich hier um kein Kavaliersdelikt, sondern um ein strukturelles Problem“.

Die FPÖ sprach von einem „Beschaffungschao“ bei der Wien Energie. Die Grünen schließlich bemängelten „die undurchsichtige Vergabepolitik der Stadt Wien. Es bleibt zu befürchten, dass wieder einmal SPÖ-nahe Unternehmen bevorzugt werden, es fehlt hier völlig an Transparenz“. // VON KLAUS FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Netzpaket und EEG-Novelle unter Kritik der Windbranche



Quelle: BWE

VERBÄNDE. Der Bundesverband Windenergie bewertete im Policy-Briefing den geleakten Entwurf zum EEG 2027 und das Netzpaket des Bundeswirtschaftsministeriums. Er fordert zahlreiche Nachbesserungen.

Der Bundesverband Windenergie (BWE) hat im Policy-Briefing vom 27. Februar zentrale Punkte aus inoffiziellen Arbeitsständen zum geplanten Netzpaket und zur EEG-Novelle 2027 eingeordnet. Geschäftsführer Wolfram Axthelm erklärte, viele Forderungen der Branche blieben weiterhin aktuell, da wesentliche Regelungen in den Entwürfen fehlten oder kritisch bewertet würden.

Nach Angaben des BMWF soll das parlamentarische Verfahren zum EEG 2027 möglichst noch vor der Sommerpause abgeschlossen werden. Der Kabinettsbeschluss ist für März angekündigt. Parallel dazu will das Ministerium das EEG 2027 und Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz im Rahmen eines Netzpakets vorantreiben. Die beihilferechtliche Prüfung durch die Europäische Kommission soll in der zweiten Jahreshälfte folgen.

Stabile Wind-Ausschreibungen geplant

Positiv bewertet der BWE den vorgesehenen Ausbaupfad für Windenergie an Land. Der Entwurf sieht von 2027 bis 2032 ein jährliches Ausschreibungsvolumen von 10.000 MW vor. Für 2027 ist ein Höchstwert von 7,25 Ct/kWh gesetzlich vorgesehen. Zusätzlich sollen zwischen 2027 und 2029 sogenannte Resilienzausschreibungen im Umfang von insgesamt 10.000 MW durchgeführt werden. Allerdings seien die 3.500 MW für Wind an Land nach dem Net Zero Industry Act (NZIA) Teil der regulären Ausschreibungen und nicht zusätzlich, bedauerte Axthelm. Nicht bezuschlagte Volumina sollen im Folgejahr in die regulären Mengen überführt werden.

Kritisch sieht der Verband, dass Regelungen zur Verbesserung des Marktzugangs fehlen. Laut Axthelm betreffe dies unter anderem Direktbelieferung, regionale Stromliefermodelle und Power Purchase Agreements (PPA). Auch Instrumente wie Bürgerenergie oder Energy Sharing seien nicht als Alternative zur Einspeisevergütung vorgesehen.

Netzpaket ohne Ausbaukomponente

Das geplante Netzpaket enthält nach Angaben des BWE vor allem neue Steuerungsinstrumente für Netzanschlüsse. Dazu zählen die Priorisierung von Anschlussbegehren, flexible Netzanschlussverträge bei Kapazitätsengpässen sowie ein Redispatch-Vorbehalt für neue Anlagen. In sogenannten kapazitätslimitierten Netzgebieten könnten Betreiber verpflichtet werden, auf Entschädigungen bei Abregelungen zu verzichten.

Der Verband kritisiert, dass der Netzausbau selbst nicht Bestandteil des Pakets sei. Zudem könne die Ausweisung kapazitätslimitierter Gebiete bis zu zehn Jahre gelten und damit Investitionen erschweren. Gutachten sehen nach Angaben des BWE mögliche Konflikte mit europäischem Energierecht sowie mit der Planungshoheit von Ländern und Kommunen.

Als Alternativen schlägt der Verband vor, zunächst Netzoptimierung und Digitalisierung voranzutreiben, Flexibilitäten stärker zu nutzen und den Netzausbau zu beschleunigen. Auch ein einheitlicher Reservierungsmechanismus und mehr Transparenz über freie Anschlusskapazitäten seien notwendig.

Länder fordern höhere Ausschreibungsmengen

Parallel zur EEG-Debatte wächst der politische Druck auf höhere Ausschreibungsmengen. Sieben Landesenergieminister haben laut BWE eine Anhebung der Volumina um bis zu 30 Prozent für die nächste Ausschreibungsrunde gefordert. Auch für die Folgejahre sehen die Länder zusätzlichen Bedarf, um die Ausbauziele zu erreichen.

Unterstützung erhält die Branche durch eine seit August 2025 geltende Gemeindeöffnungsklausel. Sie erlaubt es Kommunen, Windenergieflächen per Bauleitplanung auszuweisen, auch wenn diese von übergeordneten Raumordnungszielen abweichen. Laut BWE stärkt dies die kommunale Planungshoheit und kann zusätzliche Projekte ermöglichen.

Branche fordert abgestimmtes Vorgehen

Auch der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) sieht Anpassungsbedarf. Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae erklärte, die verschiedenen Instrumente – etwa Redispatch-Regelungen, flexible Anschlussverträge oder dynamische Netzentgelte – müssten in ihrer Gesamtwirkung bewertet werden. „Entscheidend ist eine verlässliche Grundlage für Investitionen“, mahnte Andreae.

Wenn Banken Risiken für Erneuerbaren-, Speicher- und Kraftwerksprojekte nicht mehr kalkulieren könnten, würden die Finanzierungskosten steigen. Zudem fordert der BDEW eine engere Abstimmung zwischen BMW und Bundesnetzagentur, da parallel auch die Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom überarbeitet werde.

Nach Einschätzung der Branche bleibt damit offen, ob die geplanten Regelungen gleichzeitig Netzentlastung, Kosteneffizienz und den Ausbau der erneuerbaren Energien entlang der gesetzlichen Pfade gewährleisten können. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Kritik am geleakten EEG-Entwurf



Quelle: Fotolia / Simon Kraus

REGENERATIVE. Aus dem Bundeswirtschaftsministerium ist der Entwurf einer Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) durchgesickert. Branchenverbände und Politik kritisieren ihn scharf.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) bereitet eine Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vor (wir berichteten). Darin ist unter anderem vorgesehen laut Arbeitsentwurf mit Stand 22. Januar, die Einspeisevergütung für neue Anlagen mit bis zu 25 kW installierter Leistung zu streichen. Ein Ministeriumssprecher bestätigte, dass sich die Novelle noch in der internen Abstimmung befinde.

Aus der Politik kommt Kritik an den Plänen. Die energiepolitische Sprecherin der SPD-Bundestagsfraktion, Nina Scheer, erklärte, der Entwurf könne den Ausbau der Photovoltaik im Gebäudebereich deutlich bremsen und stehe im Widerspruch zu Zielen des Koalitionsvertrags. Auch aus den Reihen von Bündnis 90/Die Grünen wird gewarnt, dass die Streichung der Vergütung Investitionen von privaten Haushalten unattraktiver machen könnte.

Verbände fordern Nachbesserungen

Branchenverbände äußern ebenfalls Bedenken. Der Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar) sieht laut einer Mitteilung die Gefahr eines deutlichen Rückgangs beim Zubau auf Wohngebäuden. Hauptgeschäftsführer Carsten Körnig erklärte, die EEG-Vergütung sei für viele Betreiber weiterhin notwendig, um die Wirtschaftlichkeit sicherzustellen. Eine Pflicht zur Direktvermarktung könne zudem an fehlender Infrastruktur scheitern, da intelligente Messsysteme noch nicht flächendeckend installiert seien.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) kritisierte, die geplanten Änderungen könnten Investitionen bremsen und Arbeitsplätze gefährden. Präsidentin Ursula Heinen-Esser forderte Nachbesserungen, um die Ausbauziele nicht zu gefährden. Auch Bioenergieverbände sehen unzureichende Perspektiven für Bestandsanlagen und Investitionen.

Bioenergie fehlen Perspektiven

Das Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB) bezeichnet die vorgesehenen Regelungen als unzureichend. HBB-Leiterin Sandra Rostek erklärt, tausende Betreiber von Biogas- und Holzenergieanlagen wollten investieren, würden aber durch fehlende oder unzureichende Regelungen im EEG ausgebremst. Besonders betroffen seien Bestandsanlagen, deren EEG-Vergütung auslaufe.

Laut Rostek bleibe der Entwurf hinter den Zusagen des Koalitionsvertrags zurück und biete den Betreibern kaum zusätzliche betriebswirtschaftliche Spielräume. Das bestehende Konzept fester

Betriebsstundenbegrenzungen werde beibehalten, ebenso weitgehende Einschränkungen beim Einsatz von Mais als Substrat. Wirtschaftlichkeitsprobleme vieler Anlagen würden damit fortbestehen.

Nach Einschätzung der Verbände ließe sich durch eine stärkere Flexibilisierung des bestehenden Biogasanlagenparks kurzfristig zusätzliche gesicherte Leistung bereitstellen. Rostek beziffert das Potenzial auf bis zu 12.000 MW flexibel einsetzbarer erneuerbarer Leistung, die zum Ausgleich schwankender Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie beitragen könnte. Die Bioenergieverbände fordern daher ein umfassendes „Biomassepaket 2.0“ und kündigen eine detaillierte Stellungnahme an, sobald der Referentenentwurf offiziell vorliegt.

Technische Voraussetzungen fehlen

Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) sieht strukturelle Probleme bei der im EEG geplanten stärkeren Marktintegration kleiner Anlagen. Laut einer aktuellen Studie der Einrichtung sind die Prozesse für eine großskalige Direktvermarktung im Eigenheimsegment derzeit nicht ausreichend entwickelt. Studienautorin Verena Fluri erklärt, ein verpflichtender Wechsel in die Direktvermarktung würde die Wirtschaftlichkeit von PV-Kleinanlagen deutlich verschlechtern und zahlreiche Projekte unwirtschaftlich machen.

Auch aus der Solarbranche kommt Kritik. Philipp Schröder, Geschäftsführer des Energieunternehmens Einkommafünfgrad, betont, neue Anlagen seien bereits heute nur noch eingeschränkt durch feste Vergütungen abgesichert. Gleichzeitig stammten die finanziellen Belastungen im Fördersystem vor allem aus langfristigen Zusagen früherer Ausbaujahre. Statt weiterer Kürzungen sollten aus seiner Sicht stärkere Anreize zur Flexibilisierung bestehender Anlagen geschaffen werden, etwa durch die Nachrüstung von Batteriespeichern.

Ob und in welcher Form die geplanten Änderungen umgesetzt werden, soll sich im weiteren Gesetzgebungsverfahren zeigen.

Die Marktoffensive Erneuerbare Energien und der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE) laden Unternehmen zu einem [Webinar über Eigenstromversorgung auch aus PPA oder PV-Anlagen](#) ein. Es findet am 5. März von 11:00 bis 12:00 Uhr statt. Die Teilnahme ist kostenlos. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / Jevanto Productions

Geleakte EEG-Reform setzt auf Markt und Speicher

REGENERATIVE. Die Bundesregierung reformiert das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Ziel des vorab geleakten Entwurfs sei, erneuerbare Energien stärker am Markt auszurichten und Kosten zu senken.

Die Bundesregierung will das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) grundlegend neu ausrichten. Ein vorläufiger Entwurf der Novelle mit Stand vom 22. Januar ist inoffiziell verbreitet worden. Ziel des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWE) ist es demnach, den Ausbau erneuerbarer Energien stärker an Marktpreisen, Systembedarf und europäischen Vorgaben auszurichten. Der Anteil Erneuerbarer am Bruttostromverbrauch soll weiterhin bis 2030 auf 80 Prozent steigen. Die Ausbaupfade und Ausschreibungsmengen werden dafür bis 2032 fortgeschrieben.

Künftig soll der Ausbau stärker kosteneffizient erfolgen. Bei der Solarenergie setzt der Entwurf verstärkt auf Freiflächenanlagen. Gleichzeitig erhöht die Bundesregierung die Ausschreibungsmengen für Bioenergie moderat. Flexible Biogasanlagen sollen laut BMWE künftig eine ergänzende Rolle im Stromsystem übernehmen und insbesondere Schwankungen aus Wind- und Solarstrom ausgleichen. Ziel sei es, die EEG-Reform noch vor der Sommerpause im Bundestag zu verabschieden.

Marktintegration verstärken

Zentraler Bestandteil der Reform ist die stärkere Marktintegration. Die feste Einspeisevergütung für neue Anlagen wird abgeschafft. Neue Anlagen müssen ihren Strom grundsätzlich direkt vermarkten. Zudem endet die Vergütung weiterhin vollständig in Zeiten negativer Strompreise. Laut BMWE soll sich die Einspeisung künftig konsequent an Nachfrage und Preissignalen orientieren.

Für kleine Anlagen bis 25 kW entfällt die Förderung vollständig. Nach Ansicht des Ministeriums sind speziell kleinere Photovoltaikanlagen aufgrund gesunkener Kosten häufig auch ohne Förderung wirtschaftlich, wenn sie einen hohen Eigenverbrauch erreichen. Gleichzeitig baut die Bundesregierung Hürden für Anlagen ab, die keinen Strom ins Netz einspeisen, sondern ihn speichern oder selbst nutzen. Wo Strom eingespeist wird, soll dies ebenfalls über die Direktvermarktung erfolgen.

Weniger Bürokratie

Für Anlagen ab 25 kW, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen, plant die Bundesregierung eine Vereinfachung. Künftig soll ein einheitlicher Fördersatz unabhängig von der Anlagengröße gelten. Die zusätzliche Förderung für Volleinspeiseanlagen entfällt. Gleichzeitig stärkt das BMWF nach eigenen Angaben in einem Branchenprozess die Voraussetzungen für standardisierte Direktvermarktungsangebote auch für kleinere Anlagen. Die bisherige Ausfallvergütung wird abgeschafft, stattdessen ist eine befristete Marktwertdurchleitung für kleinere Anlagen vorgesehen.

Ein weiterer Schwerpunkt liegt auf der Systemintegration. Neue Solaranlagen sollen in der Regel gemeinsam mit Speichern errichtet werden. Kleinere Anlagen unterliegen künftig dauerhaft einer Begrenzung ihrer Einspeisespitzen auf 50 Prozent der installierten Leistung. Mit Speichern können Betreiber Erzeugungsspitzen in Zeiten höherer Strompreise verlagern und gleichzeitig Netze entlasten.

Finanzierung über Differenzverträge

Zudem führt die Bundesregierung ein Finanzierungsmodell mit zweiseitigen Differenzverträgen (Contracts for Difference, CfD) ein. Für geförderte Anlagen ab 100 kW werden zusätzliche Erlöse in Hochpreisphasen teilweise abgeschöpft. Diese Mittel sollen zur Finanzierung des Fördersystems beitragen. Biomasseanlagen sind von dieser Regelung ausgenommen, da dies laut BMWF europarechtlich nicht erforderlich ist.

Auch europäische Vorgaben fließen stärker in das EEG ein. Zur Umsetzung des Net-Zero-Industry-Acts schafft die Bundesregierung die Grundlage für sogenannte Resilienzausschreibungen für Windenergie an Land und Freiflächen-Solaranlagen. Ziel ist es, die europäische Industrie zu stärken und Abhängigkeiten in Lieferketten zu reduzieren. Details zu qualitativen Kriterien sollen per Verordnung festgelegt werden.

Darüber hinaus erleichtert die Reform europäische Kooperationsprojekte. Künftig können Offshore-Vorhaben umgesetzt werden, bei denen ein Mitgliedstaat Ausschreibungen organisiert und ein anderer sich finanziell beteiligt. Als Beispiel nennt das BMWF das geplante deutsch-dänische Projekt „Bornholm Energy Island“.

Mehr Beteiligungsmodelle

Neben den strukturellen Änderungen sieht der Entwurf auch Bürokratieabbau vor. Berichtspflichten sollen reduziert, Regelungen zur Anlagenzusammenfassung angepasst und rechtliche Unklarheiten bei Biomasse-Anschlussförderungen sowie bei der finanziellen Beteiligung von Kommunen beseitigt werden. Gleichzeitig erhalten Kommunen und Betreiber mehr Spielraum bei Beteiligungsmodellen, ohne dass zusätzliche Kosten für das EEG-Konto entstehen.

Mit der Novelle passt die Bundesregierung auch das Energiefinanzierungsgesetz an. Insgesamt soll der neue Investitionsrahmen ab 2027 die erneuerbaren Energien stärker in den Strommarkt integrieren und ihre Rolle im Energiesystem weiterentwickeln. Laut BMWF soll die Energiewende damit bezahlbar, planbar und systemstabil fortgesetzt werden.

Der **Entwurf der EEG-Novelle mit Stand vom 22. Januar 2026** steht als PDF zum Download bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Energieversorger starten Rechenzentrum bei Hannover



Bei der Inbetriebnahme in Sehnde (v. l.):
Bürgermeister Olaf Kruse, Rainer Schmittiel
(Avacon), Wolfgang Wirtnik (EnviaM),
Wirtschaftsminister Grant Hendrik Tonne.
Quelle: Avacon

IT. Avacon und Envia Mitteldeutsche Energie haben in Niedersachsen ein Rechenzentrum mit Platz für bis zu 28.000 Server in Betrieb genommen.

18 Monate Bauzeit, 40 Millionen Euro Investitionskosten: Die Energieversorger Avacon und Envia Mitteldeutsche Energie (EnviaM) haben in Sehnde, südöstlich von Hannover, ein Rechenzentrum errichtet. Am 26. Februar ist die Anlage nach Unternehmensangaben in Betrieb gegangen.

Die Fläche der Anlage misst rund 2.000 Quadratmeter, bis zu 28.000 Server sollen darin Platz finden. Das neue Rechenzentrum sei „für den hochverfügbaren Betrieb geschäftskritischer IT-Anwendungen ausgelegt“, heißt es. Sämtliche Strom- und Glasfaseranbindungen seien redundant ausgeführt. Auch Netzersatzanlagen und unterbrechungsfreie Stromversorgungen gebe es redundant.

Massive Bauweise, mehrstufige Zutrittskontrollen sowie eine permanente technische Überwachung gewährleisten laut Unternehmen die physische Sicherheit des Gebäudes. Durch die baugleiche Ausführung zu bestehenden Rechenzentren des Tochterunternehmens „Envia TEL“ erfülle der Standort die Vorgaben des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik zur Geo-Redundanz, heißt es weiter.

Regionale Alternative zu internationalen Anbietern

Erste Unternehmen sollen dem Vernehmen nach im März dieses Jahres einziehen. Der Standort richtet sich an Unternehmen in der Region Hannover sowie darüber hinaus. Avacon und EnviaM sprechen von einer regionalen Alternative zu internationalen Rechenzentrumsanbietern.

Zur Inbetriebnahme waren zahlreiche Gäste aus Wirtschaft, Politik und Verwaltung anwesend, darunter Niedersachsens Wirtschaftsminister Grant Hendrik Tonne und Sehndes Bürgermeister Olaf Kruse (beide SPD). „Leistungsfähige und sichere Rechenzentren sind heute eine Grundvoraussetzung für wirtschaftliche Entwicklung und digitale Wertschöpfung. Sie schaffen verlässliche Infrastruktur und stärken die Datensouveränität“, betonte der Wirtschaftsminister bei der Veranstaltung. Der Bürgermeister lobte das Projekt als „langfristige Investition, die Sicherheit, Nachhaltigkeit und technologische Kompetenz miteinander verbindet.“

Über ein Drittel aller Kapazitäten im Großraum Frankfurt

Der Rechenzentrumsmarkt wächst in Deutschland rasant. Nach einer Erhebung des Branchenverbandes Bitkom nahmen die installierten Kapazitäten aller Rechenzentren und kleineren IT-Installationen im Jahr 2025 um 250 MW auf insgesamt 2.980 MW zu – ein Plus von 9 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

Im Vergleich zu anderen europäischen Regionen verzeichnete der Verband vor allem in der Region Frankfurt/Rhein-Main eine hohe Dynamik am Rechenzentrumsmarkt. Mit 1.100 MW entfiel 2025 mehr als ein Drittel der nationalen Gesamtkapazität auf den Großraum Frankfurt. Den Jahresenergiebedarf aller Rechenzentren beziffert Bitkom auf 21,3 Milliarden kWh.

49 Prozent der deutschen Kapazitäten machten Cloud-Infrastrukturen aus. Für die kommenden Jahre wird erwartet, dass insbesondere Cloud- und KI-Anwendungen das Marktwachstum weiter beschleunigen. „Der

Anteil von KI-Rechenzentren dürfte bis 2030 von derzeit etwa 15 Prozent auf rund 40 Prozent ansteigen“, so der Verband. // VON MANFRED FISCHER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Heizölpreise sinken nach Krisenjahren



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

Heizölpreise sind wie Kraftstoffpreise wichtige Kostenfaktoren für Verbraucher. Der durchschnittliche Heizpreis in Deutschland lag im Jahr 2025 (Stand: Dezember) auf einem Niveau von etwa 94,2 Cent pro Liter. Ursächlich hierfür sind nicht zuletzt die Entwicklungen des Rohöl-Weltmarkts. Die Zahlen stammen vom Statistischen Bundesamt und En2x. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK



Quelle: Shutterstock / RGtimeline

Zahl der tiefengeothermischen Anlagen nimmt zu

GEOthermie. Der Bundesverband Geothermie hat seine Deutschlandkarte zu den aktuellen Projekten aktualisiert. Er hofft, dass tiefengeothermische Fernwärme weiter an Bedeutung gewinnt.

In Deutschland sind derzeit 45 tiefengeothermische Anlagen in Betrieb. Das sind drei mehr als zu Beginn des Vorjahres, teilt der Bundesverband Geothermie (BVG) mit. Der Verband hat die Anlagen in seiner aktualisierten Landkarte „Tiefe Geothermieprojekte in Deutschland“ zusammengefasst. Sie zeigt alle bestehenden Projekte sowie jene im Bau und in Planung.



Die Landkarte „Tiefe Geothermieprojekte in Deutschland“

(zur Vergrößerung bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: BVG

43 der 45 Anlagen dienen der Wärmeversorgung. Zwölf speisen zusätzlich Strom in die Netze ein, überwiegend in Kombination mit der Fernwärmelieferung. Die Anlagen erschließen Erdwärme in meist mehreren tausend Metern Tiefe und nutzen diese zur Bereitstellung von Wärme oder Strom, so der BVG weiter.

Die installierte Wärmeleistung der Anlagen summiert sich aktuell auf 442 MW. Nach Einschätzung des Verbandes ist das technische Potenzial deutlich größer. „Perspektivisch könnten tiefengeothermische Anlagen allein mindestens ein Viertel des Wärme- und Kältebedarfs in Deutschland decken“, sagt Geschäftsführer Gregor Dilger.

Der Ausbau nimmt Fahrt auf. Derzeit befinden sich 18 Anlagen im Bau, zwei mehr als im Vorjahr. Besonders stark wächst die Zahl der geplanten Projekte. Aktuell werden 178 Vorhaben geführt, 23 mehr als im Jahr zuvor. Bereits 2024 hatte sich die Zahl der erteilten Aufsuchungserlaubnisse im Vergleich zum Vorjahr nahezu verdoppelt – von 82 auf 155.

Interesse an tiefergeothermischen Anlagen nimmt zu

Der BVG sieht damit ein gestiegenes Interesse an der Tiefengeothermie zur Dekarbonisierung von Wärmenetzen. Mit dem Geothermiebeschleunigungsgesetz (GeoBG), das kürzlich in Kraft getreten ist, seien wichtige ordnungsrechtliche Rahmenbedingungen geschaffen worden.

Hilfreich sei auch der von der Bundesregierung gemeinsam mit der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) und der Munich Re entwickelte „Förderkredit Tiefengeothermie“, heißt es weiter. Gesetz und Kredit sollen Investitionen auch mit Blick auf Kommunen erleichtern und Risiken insbesondere in der Explorationsphase abfedern (wir berichteten).

Regulatorische Vorgaben zur Nutzung erneuerbarer Energien, etwa Quoten im Rahmen des Gebäudeenergiegesetzes, werden vom Verband als wirksames Instrument zur Steuerung des Wärmemarktes bewertet. Sie sollten aus Sicht der Branche weiterhin Bestandteil einer langfristig angelegten Energiepolitik bleiben.

„Viele heimische Unternehmen stehen in den Startlöchern und wollen Projekte realisieren, die Arbeitsplätze schaffen, zur Versorgungssicherheit beitragen und unsere Umwelt erhalten. Jetzt ist es wichtig, klare Signale zu senden, dass die Wärme- und Kältewende ungebremsst weitergehen soll“, sagt Dilger. „Wir brauchen verlässliche Förderprogramme und ein zugkräftiges Ordnungsrecht.“

Die Deutschlandkarte als PDF wird einmal im Jahr aktualisiert. Weiterhin gibt es auf der BVG-Webseite eine **digitale Version**. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Biomasse-Heizkraftwerk Hungerkamp wurde flexibilisiert



Biomasse-Heizkraftwerk Hungerkamp im Braunschweiger Stadtteil Gliesmarode.
Quelle: BS Energ / Nils Hendrik Müller

KWK. Für den Braunschweiger Stadtteil Gliesmarode haben BS Energy sowie SH Kraft & Wärme das Holzheizkraftwerk modernisiert.

Am Standort Hungerkamp in Braunschweig haben BS Energy und die SH Kraft & Wärme einen weiteren Holzheizkessel installiert und Ende vergangenen Jahres in Betrieb genommen. Damit steigern die Projektpartner die Wärmeleistung des Holzheizwerks von 2 MW auf 3 MW.

Über das Nahwärmenetz des Energie Effizienz Quartiers (EEQ) Gliesmarode/Querum werden mehrere hundert Haushalte, Gewerbeeinheiten sowie Liegenschaften der Stadt Braunschweig und des Landes Niedersachsen mit Wärme versorgt.

„Der neue Holzheizkessel trägt maßgeblich zur Redundanz und Flexibilisierung in der Erzeugung bei“, erklärt Lutz Starke, Geschäftsführer der SH Kraft & Wärme. Derzeit liege der Anteil der regenerativen Energieträger bei über 90 Prozent, bis 2040 soll das Nahwärmenetz des EEQ Gliesmarode/Querum zu 100 Prozent mit Wärme aus erneuerbaren Energien gespeist werden.

Als Brennstoff wird nach Angaben des Betreibers naturbelassenes Holz aus der Region wie schädlingsbefallene Bäume als Waldrestholz, Holzschnitt aus Verkehrssicherungsmaßnahmen und von Kurzumtriebsplantagen (KUP) eingesetzt. Das Holz wird vor der Verbrennung zu Holzhackschnitzeln verarbeitet.

Neben dem Holzheizwerk wird am Standort Hungerkamp ein BHKW mit Biomethan betrieben und produziert Strom und Wärme. Für Spitzenlastzeiten steht zudem ein mit Erdgas betriebener Reservekessel zur Verfügung. Der Strom fließt in das Braunschweiger Netz, die Wärme wird ebenfalls in das umliegende Nahwärmenetz eingespeist.

BS Energy versorgt in Braunschweig insgesamt rund 60.000 Haushalte, öffentliche Einrichtungen und Unternehmen mit Wärme. Das Fernwärmenetz misst über 280 Kilometer, dazu kommen nochmals 12 Kilometer an Nahwärmetrassen. BS Energy betreibt derzeit sieben Nahwärmenetze im Braunschweiger Stadtgebiet. // VON HEIDI ROIDER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Trasse Richtung Luxemburg genehmigt



Quelle: Katia Meyer-Tien

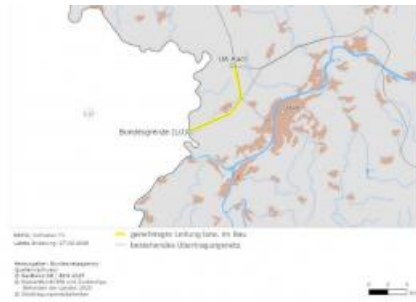
STROMNETZ. Die Bundesnetzagentur hat das Planfeststellungsverfahren zur Stromtrasse zwischen dem Landkreis Trier-Saarburg und der Bundesgrenze zu Luxemburg abgeschlossen.

Am 27. Februar hat die Bundesnetzagentur das Planfeststellungsverfahren für Projekt 71 abgeschlossen. Es betrifft eine Stromtrasse zwischen dem Landkreis Trier-Saarburg und der Bundesgrenze zu Luxemburg. Übertragungsnetzbetreiber Amprion kann nun mit dem Bau der Höchstspannungsleitung beginnen. Mit dem Genehmigungsverfahren kann auch der Ersatzneubau von zwei 110-kV-Stromkreisen der Westnetz GmbH starten.

Die rund elf Kilometer lange Leitung wird als 380-kV-Höchstspannungsfreileitung in unmittelbarer Nähe zur Bestandsleitung realisiert. Zusätzlich werden zwischen Punkt Aach und Punkt Sirzenich zwei 110-kV-Systeme der Westnetz mitgeführt. Die vorhandenen 110-kV- und 220-kV-Freileitungen werden nach Errichtung der neuen Freileitung rückgebaut. Durch die Mitnahme der 110-kV-Freileitung werden die Belastungen in der Region insgesamt gemindert.

Die Trasse beginnt in Ralingen bei Aach und umgeht dabei den Ortsteil Hohensonne westlich der Gemeinde Aach. Nordwestlich der Gemeinde Sirzenich verlässt die 110-kV-Leitung die gemeinsame Trasse und verläuft weiter nach Südosten. Die Trasse der 380-kV-Leitung verläuft südlich an Trierweiler entlang und passiert die Ortschaft Fusenich. Nördlich der Gemeinde Langsur trifft die Trasse auf die deutsch-luxemburgische Grenze am Fluss Sauer.

Das Vorhaben erhöht die Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Luxemburg und trägt zur Stabilität des europäischen Stromnetzes bei. Das Vorhaben wurde im Bundesbedarfsplangesetz 2021 als vordringliche Netzverstärkungsmaßnahme bestätigt. Auf eine Bundesfachplanung konnte deshalb verzichtet werden. Die Gesamtinbetriebnahme ist für 2028 geplant.



Verlauf der genehmigten Trasse zwischen Rheinland-Pfalz und Luxemburg
(zur Vergrößerung bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: Bundesnetzagentur

Die Bundesnetzagentur veröffentlicht den **Planfeststellungsbeschluss** am 14. März 2026.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Mitnetz Strom schließt Netzlücke im Vogtland



Quelle: Katia Meyer-Tien

STROMNETZ. Eine neue 110-kV-Leitung zwischen Zwickau und Reichenbach soll die Versorgungssicherheit im Hochspannungsnetz erhöhen. Welche Rolle das Projekt im Netzkonzept spielt.

Mit der Inbetriebnahme einer zusätzlichen 110-kV-Verbindung verdichtet sich das Hochspannungsnetz zwischen Zwickau und dem Vogtland deutlich. Mitnetz Strom hat die 110-kV-Leitung in Betrieb genommen und damit eine direkte Verbindung zwischen den Umspannwerken Crossen und Herlasgrün geschaffen. Nach Angaben des Unternehmens schließt das Projekt eine bislang bestehende Lücke im regionalen Hochspannungsnetz.

Mitnetz Strom mit Sitz in Kabelsketal bei Halle (Sachsen-Anhalt) betreibt als regionaler Verteilnetzbetreiber Stromnetze in Ostdeutschland. Das Unternehmen errichtete, wie es in einer Mitteilung vom 27. Februar bekannt gibt, entlang der rund 110-kV-Verbindung insgesamt 64 Stahlgittermasten. In Neumark in der Ortslage Oberneumark sowie in Rotschau nahe der Kreuzung Talstraße und Kreuzholzstraße verlegte der Verteilnetzbetreiber die Leitung auf mehreren hundert Metern als Erdkabel.

Netzkonzept für Südsachsen

Zur neuen Verbindung zählen auch zwei bestehende Leitungen zwischen Werdau und Zwickau, die Mitnetz Strom bereits im Vorfeld modernisiert hatte. Das Vorhaben bildet nach Unternehmensangaben einen zentralen Baustein des geplanten Netzkonzeptes zwischen den Hochspannungsnetzen im Landkreis Zwickau und im Vogtlandkreis.

Im südlichen Teil des Verbundes plant das Unternehmen eine weitere Verbindung zwischen den Umspannwerken Herlasgrün und Silberstraße. Dafür nutzt Mitnetz Strom vorhandene Trassen zwischen Herlasgrün, Auerbach und Steinberg. Ein zusätzlicher Neubauabschnitt soll die Netzlücke zwischen Steinberg und dem Raum Kirchberg schließen. Das Projekt steht nach Angaben des Unternehmens vor dem Raumordnungsverfahren. Die rund 100 Jahre alte 110-kV-Freileitung zwischen den Umspannwerken Silberstraße und Herlasgrün baut Mitnetz Strom in großen Teilen zurück.

Beteiligung und Ausgleichsmaßnahmen

Vor und während der Genehmigungsverfahren informierte Mitnetz Strom Vertreter der betroffenen Kommunen, Bürger, Unternehmen sowie Interessenvertreter über das Bauvorhaben. Das Unternehmen organisierte moderierte Runde Tische, bei denen Teilnehmer ihre Anliegen einbrachten und gemeinsam mit dem Vorhabenträger Lösungen entwickelten. Aus diesen Gesprächen resultierten laut Mitnetz Strom unter anderem die beiden Erdkabelabschnitte sowie Anpassungen im Trassenverlauf.

Andreas Franke, bei Mitnetz Strom in der Netzregion Südsachsen für Genehmigungen und Liegenschaften zuständig, betont: „Wir haben auf Information, Transparenz und Beteiligung gesetzt, um einen möglichst breit akzeptierten Trassenverlauf zu finden.“ Die konstruktive Mitarbeit vieler Beteiligter habe maßgeblich zum Ergebnis beigetragen.

Als Ausgleich für Eingriffe in Natur und Landschaft ließ Mitnetz Strom im Reichenbacher Ortsteil Friesen eine Industriebrache abreißen. In Neumark pflanzte das Unternehmen nach eigenen Angaben zusätzliche Bäume. // [VON DAVINA SPOHN](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT

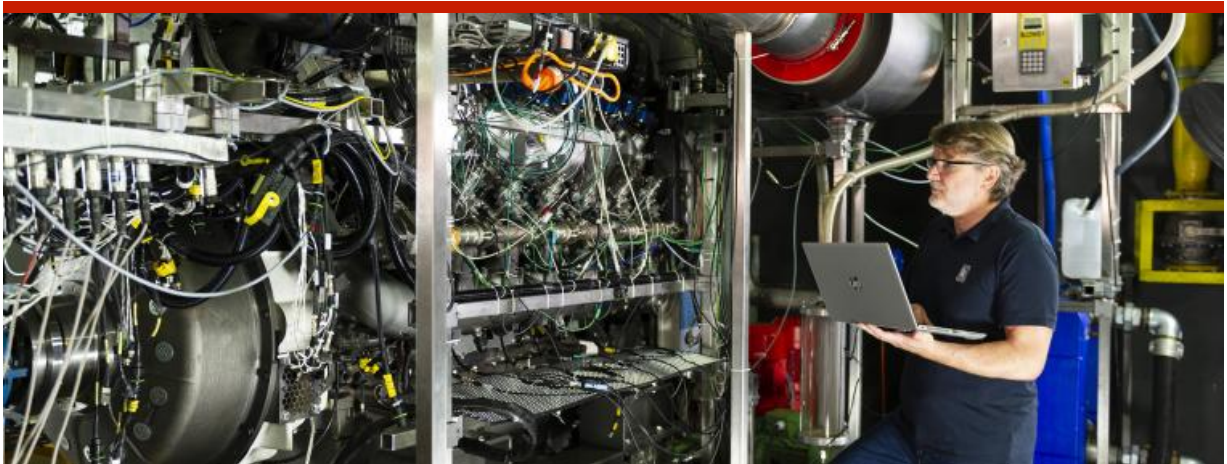


TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



12-Zylinder-Gasmotor der MTU-Baureihe 4.000. Quelle: Rolls-Royce Power Systems AG

Rolls-Royce macht fast 1 Milliarde Euro Gewinn

BILANZ. Der Maschinenbauer Rolls-Royce Power Systems hat den Gewinn im Jahr 2025 um 50 Prozent gesteigert. Einer der Wachstumstreiber seien Energielösungen für Rechenzentren, heißt es.

Wachstum auf breiter Front: Energieerzeugung, Verteidigung, Marine, Batteriespeicher und Service nennt der Großmotorenhersteller Rolls-Royce Power Systems als seine zentralen Geschäftsfelder. Bei der Vorstellung der Geschäftszahlen für 2025 hat das Management jetzt Investitionen in dreistelliger Millionenhöhe für die Modernisierung und den Ausbau von Produktionsstätten angekündigt. Die Bilanz zeigt: Die Zeiten könnten für das Unternehmen kaum besser sein.

Unter dem Strich steht für das zurückliegende Jahr ein bereinigter Betriebsgewinn in Höhe von 995 Millionen Euro Buche. Das sind 333 Millionen Euro mehr als 2024. Der bereinigte Umsatz fällt mit 5,72 Milliarden Euro um 19 Prozent höher aus als im Jahr davor. Der Maschinenbauer profitiert nach eigenen Angaben von zwei Wachstumstreibern. Zum einen von Lösungen für die Energieversorgung großer Rechenzentren. Zum anderen lässt die Rüstungswirtschaft das Geschäft brummen.

Neue Produktionsstätte in Friedrichshafen

„In den vergangenen drei Jahren haben wir den Umsatz um 50 Prozent gesteigert, die Umsatzrendite mehr als verdoppelt und den Gewinn verdreifacht“, wird der Vorstandsvorsitzende des Unternehmens, Jörg Stratmann, in einer Mitteilung zitiert. Die Auftragslage und strategische Ausrichtung sicherten ab, „dass wir unseren Wachstumskurs auch in den kommenden Jahren konsequent fortsetzen“, so der Chef. Der Auftragseingang im Jahr 2025 beziffert das Rolls-Royce auf 7,14 Milliarden Euro – ein Plus von 21 Prozent gegenüber dem Vorjahr.

Das Werk 1 und das Werk 2 beim Hauptsitz in Friedrichshafen (Baden-Württemberg) sollen neu aufgestellt werden, beide arbeiten dem Vernehmen nach an der Kapazitätsgrenze. Zudem soll ein drittes Werk entstehen, 2028 soll es fertig sein, unter anderem sollen dort die Gasmotoren der Baureihe 4.000 montiert werden. Auch an anderen deutschen Standorten will die Technikschieme investieren, so etwa in Magdeburg und Ruhstorf (Niederbayern).

In Deutschland will Rolls-Royce mit Gasmotoren-Kraftwerken einen Beitrag zur Kraftwerksstrategie der Bundesregierung leisten. In erster Linie schweben der Politik Großkraftwerke mit Gasturbinen. Doch die Manager in Friedrichshafen sehen Chancen für ihre Gasmotorenkraftwerke. „Versorgungssicherheit muss nicht zwingend durch große Kombikraftwerke mit mehreren hundert MW gewährleistet werden“, betonte Michael Stipa, Senior Vice President Geschäftsentwicklung & Produktmanagement Stationäre Energielösungen bei Rolls-Royce Power Systems auf der Messe E-world.

Plus der Muttergesellschaft

Der Wachstumskurs spiegelt sich auch in Größe der Belegschaft deutlich wider. 700 neue Mitarbeitende zählt das Unternehmen im vergangenen Jahr. Im laufenden Jahr sollen über 1.000 Stellen besetzt werden.

Kräftig gewachsen ist auch die Bilanz der britischen Mutter. Die Rolls-Royce Holdings PLC weist für 2025 einen Umsatz in Höhe von 23,4 Milliarden Euro aus. 2024 lag er bei 20,85 Milliarden Euro. Der Betriebsgewinn beträgt 3,5 Milliarden Euro (2024: 2,88 Milliarden Euro). Für das laufende Jahr rechnen die Briten mit einem Betriebsgewinn zwischen 4,7 und 4,9 Milliarden Euro. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



ENERGIEJOBS

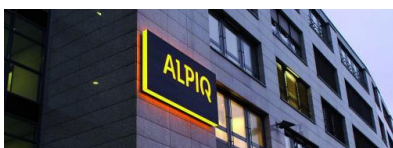
DAS KARRIEREPORTAL FÜR DIE ENERGIEWIRTSCHAFT

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

Energietechnik Erneuerbare Energien Energiemanagement

08152 93 11 88 www.energiejobs.online

Alpiq-Ergebnis bleibt 2025 unter den Vorjahren



Gebäude des Alpiq-Sitzes in Olten (Schweiz).
Quelle: Alpiq

BILANZ. Der Ausfall des Schweizer Kernkraftwerks Gösgen belastet die Bilanz 2025 des Energieversorgers Alpiq mit Sitz in Lausanne. Unterm Strich ist das Management aber zufrieden.

Trotz eines Rückgangs bei Umsatz und Gewinn zeigt sich der CEO von Alpiq, Antje Kanngiesser, zufrieden mit dem Geschäftsjahr 2025. Zwar blieb das Ergebnis des Schweizer Unternehmens unter dem von 2024 und 2023. Diese beiden Jahre seien aber außergewöhnlich gewesen, teilte das Unternehmen bei Vorlage der Geschäftszahlen 2025. Im Vergleich zu den Jahren davor liege das Ergebnis 2025 darüber.

Alpiq hat im abgelaufenen Geschäftsjahr einen Nettoumsatz von 5,92 Milliarden Schweizer Franken erzielt, umgerechnet rund 6,21 Milliarden Euro. Das bereinigte Ebitda lag bei 600 Millionen Euro, das Reinergebnis bei 325 Millionen Euro.

Damit bleiben die Kennzahlen unter den Vorjahreswerten. 2024 hatte Alpiq ein bereinigtes Ebitda von rund 1,03 Milliarden Euro ausgewiesen, 2023 erreichte das Ebitda 1,26 Milliarden Euro. Der Nettoumsatz lag 2024 bei 6,78 Milliarden Euro, das Reinergebnis bei 645 Millionen Euro.

Das Jahr 2025 war nach Unternehmensangaben stark von Produktionsausfällen geprägt. Besonders ins Gewicht fiel der ungeplante Stillstand des Schweizer Kernkraftwerks Gösgen. Dieser belastete das Ergebnis mit 149 Millionen Schweizer Franken. Die Anlage soll voraussichtlich Ende März wieder ans Netz gehen. Der Ausfall werde sich jedoch auch auf das Jahresergebnis 2026 auswirken, warnt das Unternehmen.

Neben operativen Effekten beeinflussten auch nicht operative Faktoren das Finanzergebnis. Zum einen wirkte sich die Entwicklung des „Stilllegungs- und Entsorgungsfonds“ aus. Wie Alpiq mitteilte, sind die Betreiber von Schweizer Kernkraftwerken verpflichtet, in diese Fonds einzuzahlen. An deren Anlageperformance ist Alpiq indirekt beteiligt. Die Bewertungen unterliegen Marktschwankungen.

Zum anderen ergaben sich bilanzielle Verluste aus der Bewertung abgesicherter Stromhandelsgeschäfte. „Per Stichtag wirkten sie sich negativ aus.“ Die beiden Effekte sind nicht unerheblich. Rund 140 Millionen Schweizer Franken weniger an Ebitda konnte das Unternehmen deswegen ausweisen.

Strategisch konzentrierte sich Alpiq 2025 auf den Ausbau flexibler Kraftwerke und Speicher. „Ende 2025 hat sich Alpiq eine 406-MW-Projekt-Pipeline in Deutschland gesichert.“ In Finnland wurde ein Batteriespeicher mit 30 MW in Betrieb genommen. Weitere Projekte befinden sich im Bau, darunter eine Anlage mit 125 MW in Finnland sowie ein 100-MW-Batteriespeicher in Nordfrankreich.

Weitere Batteriespeicherprojekte in mehreren europäischen Ländern sowie Investitionen in Wasserkraft und flexible thermische Kraftwerke sind vorgesehen. In den kommenden Jahren plant Alpiq Investitionen von bis zu umgerechnet 1 Milliarde Euro pro Jahr in flexible Produktions- und Speicheranlagen.

Geschäftszahlen Alpiq (in Millionen Schweizer Franken)

	2025	2024
Umsatz	5.920	6.366
Ebitda	572	962
Ebit	442	848
Reinergebnis	310	606

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Poppinga wechselt von Uniper zur EnBW



Carsten Poppinga. Quelle: Uniper

PERSONALIE. Carsten Poppinga, verantwortlich für das Handelsgeschäft bei Uniper, wird zur EnBW Energie Baden-Württemberg AG wechseln.

Der Chief Commercial Officer (CCO) Carsten Poppinga verlässt den Düsseldorfer Konzern Uniper. Poppinga wird bei der EnBW AG die Position des „Head of Trading“ übernehmen, teilte Uniper mit. Der Aufsichtsrat habe der Bitte um eine Vertragsauflösung zu Ende Februar 2026 entsprochen. Bis zur Bestellung eines Nachfolgers übernimmt CEO Michael Lewis zusätzlich die Aufgabe des CCO.

Poppinga hat in den vergangenen drei Jahren laut Uniper das globale Handels- und Vertriebsgeschäft neu ausgerichtet und den Aufbau eines diversifizierten Gas-Portfolios eingeleitet. Er war im August 2023 zu den Düsseldorfern gekommen. Der Mathematiker hatte vor Uniper den Energiehandel bei Statkraft Markets in Düsseldorf geleitet. Nun freue er sich darauf, sich bei EnBW „wieder voll auf das operative Handelsgeschäft zu konzentrieren“ zu können. // **VON HEIDI ROIDER**

[^ Zum Inhalt](#)

Eine Leitung, drei Energieträger



Quelle: E&M

GASTBEITRAG. Die Donau-Bodensee-Leitung war erst eine Ölleitung, wurde dann auf Erdgas umgerüstet und soll künftig Wasserstoff transportieren, Ein Beitrag von ***Tobias Neuhauser, Terranets BW**

Für eine sichere Versorgung braucht es auch künftig ein leistungsfähiges Transportsystem für Gas und Wasserstoff. Mit dem Aufbau einer wasserstofftauglichen Infrastruktur und der Anbindung an europäische Transportrouten schafft Terranets BW gemeinsam mit seinen Partnern die Basis für eine klimaneutrale Energieversorgung. Um Energienetze zu transformieren und die Energiewende voranzutreiben, ist die Umstellung bestehender Gasleitungen auf Wasserstoff ein zentraler Hebel.

Die Donau-Bodensee-Leitung (DOB) zeigt, wie bestehende Infrastruktur als zentraler Baustein für eine klimaneutrale Energieversorgung weitergenutzt werden kann. Die rund 100 Kilometer lange Leitung wurde 1963 für den Transport von Erdöl erbaut und später auf Erdgas umgewidmet. Seit 2008 betreibt Terranets BW die DOB als Erdgasleitung und bereitet nun ihre nächste Transformation vor: Als geplanter Teil des Wasserstoff-Kernnetzes wird sie ab den 2030er Jahren ihren dritten Energieträger transportieren. 2025 wurde die Bewertung der Wasserstofftauglichkeit erfolgreich abgeschlossen.

Anders als Erdgas, kann Wasserstoff in viele Werkstoffe eindringen und deren Eigenschaften verändern. Deshalb braucht es ein fundiertes Verständnis über das Verhalten von Bauteilen unter Wasserstoff. Bei Terranets BW vereint das Projektteam der technischen Wasserstofftransformation Wissen aus Forschung und Praxis und arbeitet an der Umstellung bestehender Erdgasleitungen. Für die Umstellung der DOB hat das Team gemeinsam mit der Tüv Süd Industrie Service GmbH ein dreistufiges Bewertungskonzept entwickelt.

Stufe 1: Bruchmechanische Bewertung

Im ersten Schritt wurde untersucht, wie sich mögliche Risse im Material der DOB unter Wasserstoff entwickeln. Auch Zusatzbelastungen wie Biegung der Leitung wurde berücksichtigt. Darüber hinaus führte

der Tüv Süd Energietechnik GmbH Baden-Württemberg umfangreiche Berechnungen durch, um das Verhalten von Rundnähten zu untersuchen. Das Ergebnis: typische Schweißnahtanomalien sind auch unter Wasserstoff als unkritisch zu bewerten.

Stufe 2: Technische Zustandsanalyse

Um feine Risse im Millimeterbereich auszuschließen, wurden bei der Bewertung der DOB Magnet-Streufluss-Molchungen mit metallographischen Untersuchungen kombiniert. Die Molchdaten liefern einen Gesamtüberblick über den Leitungszustand. Eine eigens entwickelte Software ermöglicht Auswertung und Identifikation von Anomalien in der Leitung und stellt diese visuell dar. Diese Anomalien werden im nächsten Schritt direkt vor Ort mittels Metallographie oder zerstörungsfreier Prüfung charakterisiert. Die Kombination von unterschiedlichen Untersuchungsmethoden ermöglicht ein tiefes Verständnis über den Leitungszustand und das Verhalten unter Wasserstoff.

Stufe 3: Druckprüfung

Bereits beim Wechsel von Erdöl auf Erdgas wurde die DOB mit Überdruck getestet. Dadurch lassen sich potenziell kritische Stellen aus früheren Bau- und Betriebsphasen sicher ausschließen. Die Druckprüfung bildet eine zusätzliche Sicherheitsstufe und ergänzt die Ergebnisse der ersten beiden Bewertungsphasen.

Die Untersuchungsergebnisse mündeten in eine gutachterliche Stellungnahme, die bestätigt: Mit technischen Anpassungen kann die DOB künftig Wasserstoff transportieren. Die Maßnahmen startet Terranets BW in den nächsten Jahren. Die Erkenntnisse fließen zudem in ein neues Standardverfahren ein, das die Umstellung weiterer Erdgasleitungen deutlich beschleunigen soll.

Das dreistufige Konzept ist eine zuverlässige und sichere Bewertung der Wasserstoffverträglichkeit von Leitungen, die bereits verschiedene Energieträger transportiert haben. Mit der DOB zeigt Terranets BW, wie bestehende Pipelineinfrastruktur technisch fundiert und sicher in die Wasserstoffzukunft überführt werden kann – ein zentraler Baustein für das Energiesystem von morgen. Die konkrete Umstellung erfolgt entsprechend lokaler Bedarfsentwicklungen.

**Dr. Tobias Neuhauser, technische Wasserstofftransformation „terranets bw“*



Tobias Neuhauser
Quelle: Terranets BW

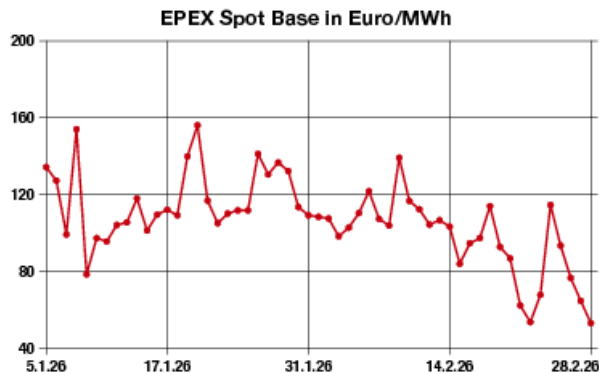
// VON REDAKTION

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

[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Iran-Gespräche treiben Notierungen



Quelle: E&M

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

Mit festeren Preisen haben sich die Energienotierungen vor dem Wochenende gezeigt. Dabei zogen sich die Preise der verschiedenen Energieträger gegenseitig nach oben. Bullische Impulse ergaben sich zudem aus dem vorläufigen Scheitern der Verhandlungen zwischen Iran und USA. Allerdings sollen die Gespräche in der neuen Woche weitergehen – auf technischem Niveau, was zunächst noch Spielraum für eine politische Einigung lässt. Die USA haben mittlerweile eine riesige Armada an Luft- und Seestreitkräften zusammengezogen. Doch je länger diese untätig verharrt, umso mehr macht sich ein Gesichtsverlust für die Amerikaner bemerkbar. Iran seinerseits treibt die Ölexporte vor einem möglichen Krieg voran. Risikoaufschläge am Öl und Gasmarkt sind mithin weiter gerechtfertigt.

Bearish auf die Märkte wirken sich dagegen die seit Tagen stabilen Wetterprognosen aus, die fast bis Mitte März von einer überdurchschnittlich milden Witterung in Deutschland und Nordwesteuropa ausgehen.

Erdöl: Die Rohölpreise zeigten sich zum Wochenausgang gleichfalls fester. Bis gegen 13.22 Uhr gewann Mai-Brent 1,63 auf 71,47 US-Dollar je Barrel. April-Gasöl sank dagegen um 2,25 auf 738,50 US-Dollar je Tonne. Händler führen das Preisplus bei Rohöl auf den Umstand zurück, dass bei den Gesprächen zwischen Iran und den USA am Donnerstag keine Einigung erzielt worden war. In der neuen Woche sollen weitere Diskussionen „auf technischem Niveau“ in Wien stattfinden, so der Außenminister des Oman, Badr bin Hamad al-Busaidi, in einer Mitteilung auf X. Sollten Versuche der iranischen Seite, auf Zeit zu spielen, erfolgreich sein, dürfte dies die Notierungen für Rohöl zunächst etwas beruhigen.

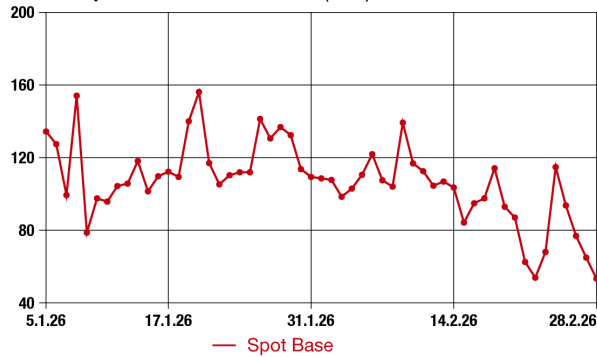
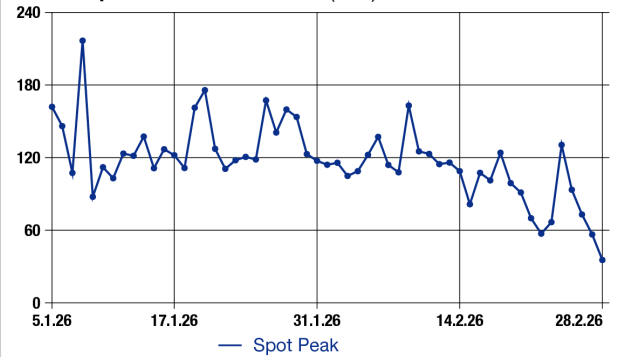
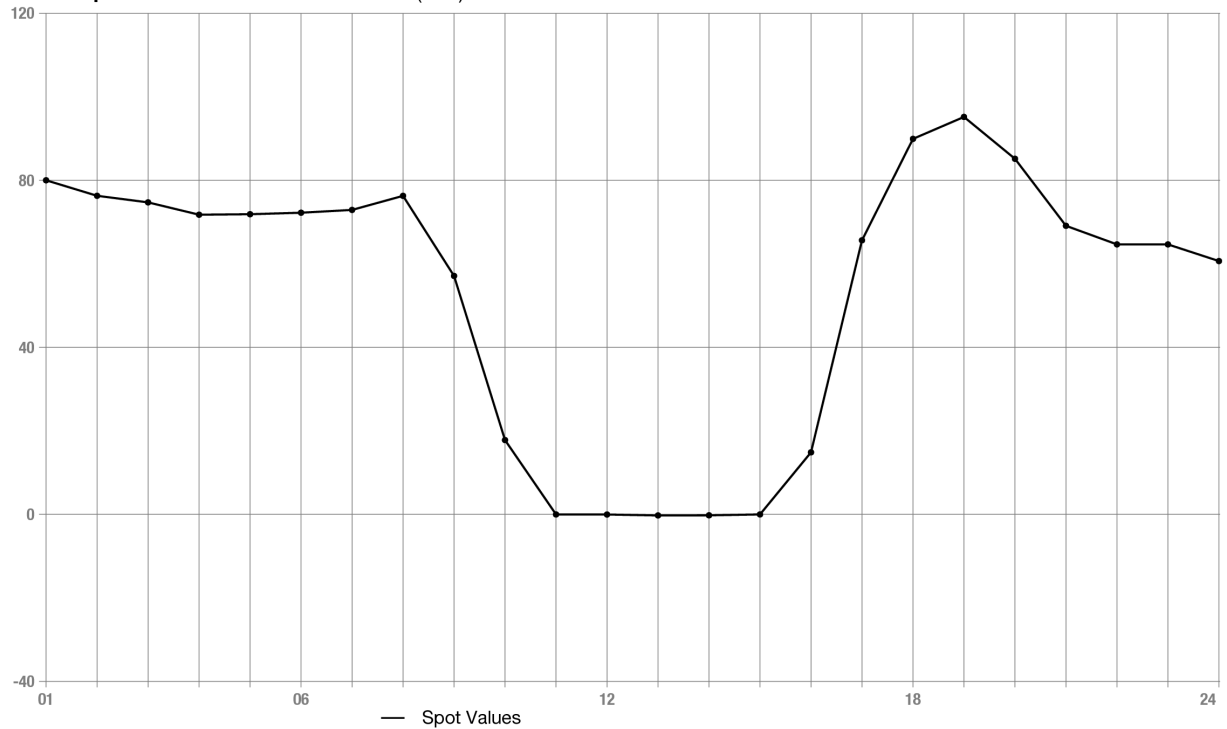
CO₂: Mit einem moderaten Plus haben sich die CO₂-Preise am Freitag präsentiert. Der Dec 26 gewann bis gegen 13.22 Uhr 0,50 auf 71,50 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 12,1 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 71,85 Euro, das Tief bei 70,78 Euro. Der CO₂-Markt hat sich in der vergangenen Woche stabilisiert, wobei die Volatilität nach der vorangegangenen Phase mit ausgeprägtem Abwärtsdruck und starken Schwankungen deutlich zurückgegangen ist. Die Preisentwicklung deutet darauf hin, dass der Markt in eine Phase der vorsichtigen Konsolidierung eintreten könnte, da die Marktteilnehmer ihre Positionierung und die politischen Risiken neu bewerten, heißt es von den Analysten von Belektron. Bei den Terminkontrakten für Dezember 2026 hat sich ein deutliches Kaufinteresse um die Marke von 70 Euro gebildet, die in der Vergangenheit mehrfach als wichtige technische Unterstützung und psychologischer Preispunkt fungierte.

Erdgas: Fester haben sich die europäischen Gaspreise am Freitag gezeigt. Der alte Frontmonat März am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.28 Uhr 0,500 auf 32,300 Euro je Megawattstunde. Der neue Frontmonat April legte bis 12.55 Uhr um 2,34 auf 32,640 Euro je Megawattstunde zu, wobei die kräftigen Aufschläge für den April-Termin auf Überroll-Aktivitäten zurückzuführen sein dürften. Händler führen die Zugewinne auch auf die mangelnden Ergebnisse bei den Gesprächen zwischen Iran und den USA vom Donnerstag zurück. Bullish dürfte sich auch der recht moderate Gasimport von nur 316,1 Millionen Kubikmeter aus Norwegen auf die Preise auswirken. Am Vortag hatte der Gasflow 318 Millionen Kubikmeter betragen.

Strom: Fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt zum Ende der Arbeitswoche gezeigt. Der Montag wurde börslich im Base mit 91,8 Euro je Megawattstunde gehandelt. Am Donnerstag war für den Freitag an der Börse ein Preis von 64,92 Euro je Megawattstunde in der Day-ahead-Auktion ermittelt worden. Händler führen den Preisanstieg vom Freitag auf Montag auf die deutlich geringere Einspeiseleistung der Erneuerbaren zurück, die für den ersten Arbeitstag der neuen Woche prognostiziert wird. So rechnen die Meteorologen von Eurowind für den Montag mit 19 Gigawatt. Indessen waren für den Berichtstag 35,7 Gigawatt erwartet worden. An den Folgetagen der neuen Woche bis einschließlich Mittwoch geht die Einspeiseleistung laut Eurowind Schritt für Schritt weiter zurück.

Am langen Ende hingegen legte das Strom-Frontjahr unter dem Eindruck höherer CO₂- und Gaspreise um 2,32 auf 80,53 Euro je Megawattstunde zu. Die Abgaben vom Vortag (-1,94 Euro) wurden damit mehr als ausgeglichen. // 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

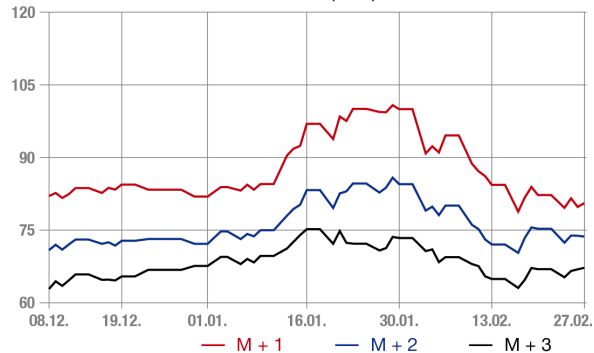
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	27.02.26	German Power Mar-2026	80,57
M2	27.02.26	German Power Apr-2026	73,67
M3	27.02.26	German Power Mai-2026	67,22
Q1	27.02.26	German Power Q2-2026	70,69
Q2	27.02.26	German Power Q3-2026	78,50
Q3	27.02.26	German Power Q4-2026	93,57
Y1	27.02.26	German Power Cal-2027	79,71
Y2	27.02.26	German Power Cal-2028	72,83
Y3	27.02.26	German Power Cal-2029	70,31

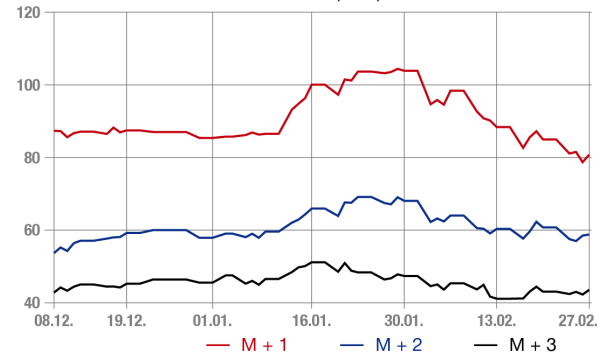
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	27.02.26	German Power Mar-2026	80,78
M2	27.02.26	German Power Apr-2026	58,80
M3	27.02.26	German Power Mai-2026	43,57
Q1	27.02.26	German Power Q2-2026	50,31
Q2	27.02.26	German Power Q3-2026	69,59
Q3	27.02.26	German Power Q4-2026	113,38
Y1	27.02.26	German Power Cal-2027	84,16
Y2	27.02.26	German Power Cal-2028	77,49
Y3	27.02.26	German Power Cal-2029	75,54

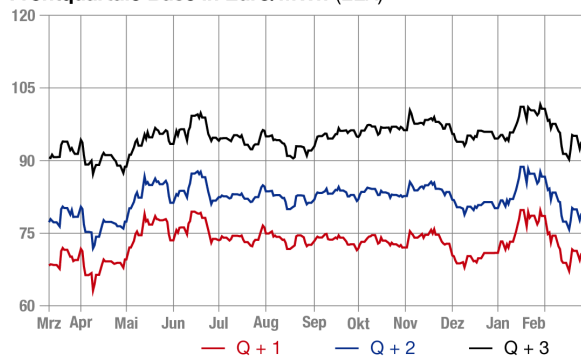
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



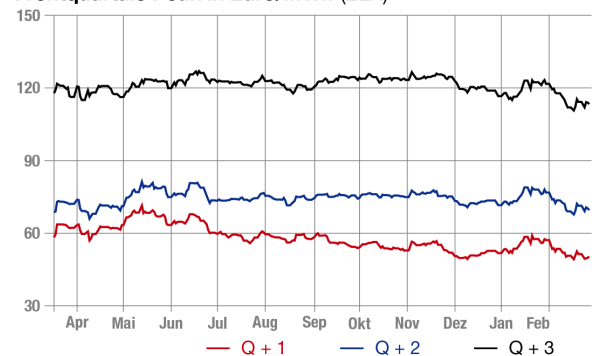
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



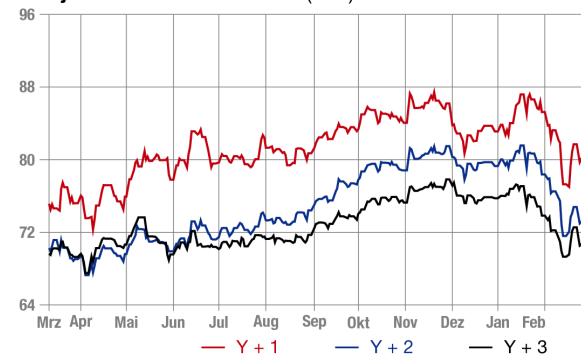
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



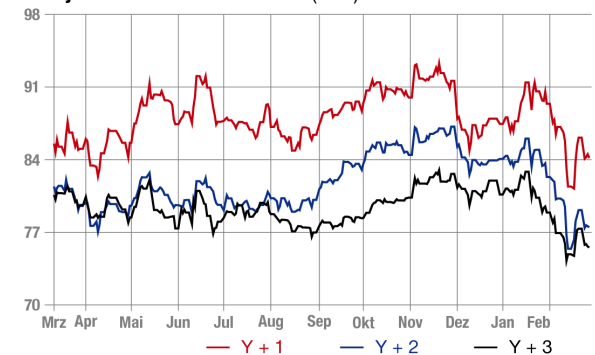
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



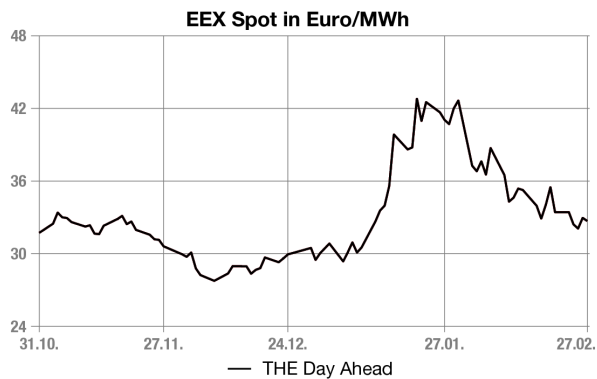
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



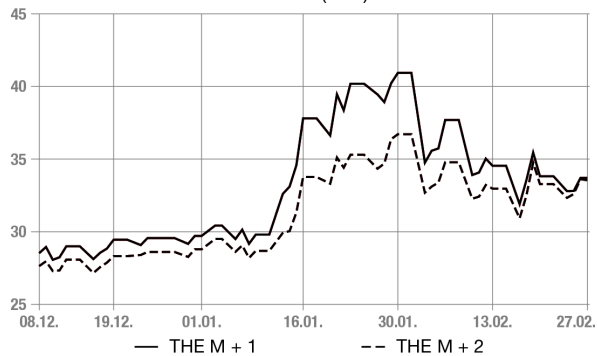
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	27.02.26	German THE Gas Mar-2026	33,70
M2	27.02.26	German THE Gas Apr-2026	33,54
Q1	27.02.26	German THE Gas Q2-2026	33,05
Q2	27.02.26	German THE Gas Q3-2026	32,51
S1	27.02.26	German THE Gas Win-2026	33,19
S2	27.02.26	German THE Gas Sum-2027	27,18
Y1	27.02.26	German THE Gas Cal 2027	28,93
Y2	27.02.26	German THE Gas Cal 2028	24,93



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



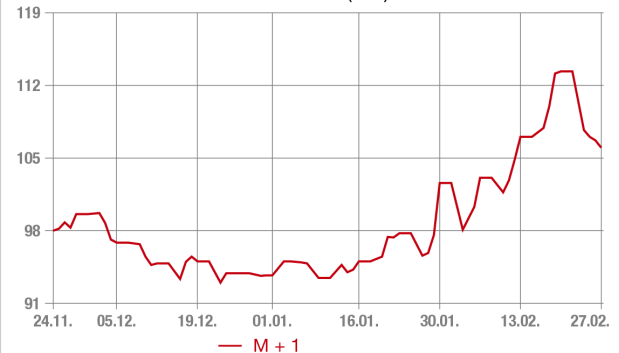
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	27.02.26	53,35	EUR/MWh
Germany Spot peak	27.02.26	35,43	EUR/MWh
EUA Feb 2026	23.02.26	70,03	EUR/tonne
Coal API2 Feb 2026	26.02.26	106,50	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	27.02.26	32,70	EUR/MWh
German THE Gas Mar-2026	27.02.26	33,70	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	27.02.26	28,93	EUR/MWh
Crude Oil Brent Apr-2026	27.02.26	72,48	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Junior Geschäftsführer Energie (m/w/d)

(Junior) Geschäftsführer Energie (m/w/d) Arbeitsplatz Hybrid am Standort Mühlheim am Main

in Mühlheim am Main

vor 16 h



Geschäftsführer:in (m/w/d)

Strategieberatung sucht Geschäftsführer:in (m/w/d) zur Weiterentwicklung erneuerbarer Wärmeproje...

in Hamburg

27.01.2026

● Vorstand/Geschäftsführung ● Festanstellung / Angestellter ● Homeoffice / Weiterbildung /
Mobilitätzuschuss / Mitarbeitererevents



Landschaftsplaner/-ökologe (m/w/d) für Onshore-Windenergieprojekte

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

in Münster

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Projektleiter TGA Ingolstadt (m/w/d)

Projektleiter TGA Ingolstadt (m/w/d) attraktive Vergütung (80.000 - 88.000 €) - 4-Tage-Woche für die o...

in Ingolstadt

vor 2 h

● Projektleitung ● Freie Mitarbeit ● Flexible Arbeitszeit



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

Die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH (MITNETZ Gas) mit Geschäftsadresse in Kabelsketal is...

in Kabelsketal

vor 2 h

● Freie Mitarbeit ● Flexible Arbeitszeit

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie

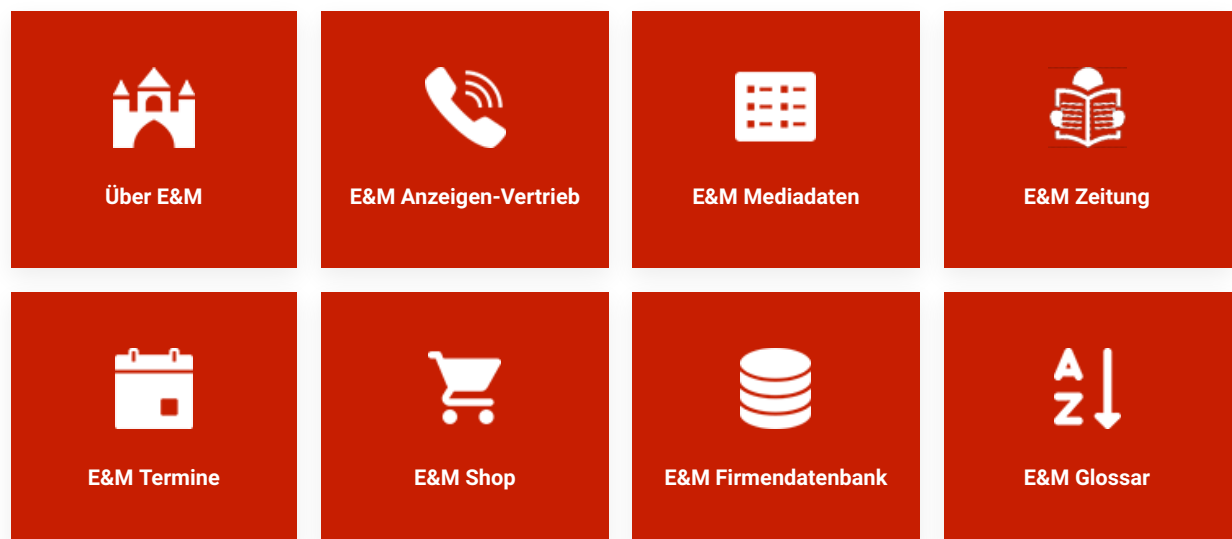


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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

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



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

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:

