



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

STROM

**113,69 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**41,99 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

0,69

Prozent beträgt die bundesweite Sanierungsquote derzeit. Fachverbände halten zwei Prozent für erforderlich, um die Ziele der Bundesregierung im Gebäudesektor zu erreichen.

REGULIERUNG

BEE weist auf Unklarheiten bei „AgNes“ hin

STUDIEN

Trier top im Top-50-Ranking der energieeffizientesten Städte

BILANZ

Enpal zum ersten Mal mit Milliardenumsatz

Inhalt

TOP-THEMA

→ **PHOTOVOLTAIK:** PV Austria: Solarfirmen sollen Anzahlungen verlangen

POLITIK & RECHT

- **KLIMASCHUTZ:** Bundesverwaltungsgericht setzt Bundesregierung unter Druck
- **GASSPEICHER:** Gasspeichervorgabe für Februar wird wohl erreicht
- **GASSPEICHER:** Netzagentur-Chef schlägt nationale Gasreserve vor

HANDEL & MARKT

- **REGULIERUNG:** BEE weist auf Unklarheiten bei „AgNes“ hin
- **REGULIERUNG:** VKU stemmt sich gegen Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte
- **KLIMASCHUTZ:** Ufop begrüßt schärfere Regeln für die THG-Quote
- **KLIMASCHUTZ:** EEX führt weiter CO2-Auktionen durch

TECHNIK

- **STUDIEN:** Trier top im Top-50-Ranking der energieeffizientesten Städte
- **STROMNETZ:** Verteilnetze vor stark wachsendem Leistungsbedarf
- **GASTBEITRAG:** HEMS als Etablierung eines neuen Geschäftsmodells

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** Enpal zum ersten Mal mit Milliardenumsatz
 - **STROMSPEICHER:** Kontek Energy und Maxxten Energy kooperieren mit Terralayr
 - **MOBILITÄT:** Regensburg baut E-Busflotte und Ladepunkte aus
 - **STADTWERKE:** Ludwigsburg und Kornwestheim sammeln 4 Millionen Euro ein
 - **STATISTIK DES TAGES:** Struktur der Verteilnetzbetreiber nach Stromkreislänge im Jahr 2024
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** CO2 deutlich im Minus
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

PV Austria: Solarfirmen sollen Anzahlungen verlangen



Quelle: Pixabay / congerdesign

PHOTOVOLTAIK. Der österreichische Photovoltaikverband hält die Forderung nach einem gesetzlichen Anzahlungsverbot bei PV-Anlagen nicht für zielführend. Im Gegenteil.

Unternehmen, die Photovoltaikanlagen verkaufen und errichten, sollten von ihren Kunden jedenfalls Anzahlungen verlangen, betont die Geschäftsführerin des Verbands Photovoltaic Austria (PV Austria), Vera Immitzer, im Gespräch mit der Redaktion.

Dies sei ratsam, weil die betreffenden Firmen die Projekte üblicherweise vorfinanzieren müssen. Auch für Planungsarbeiten hätten sie einen nicht zu unterschätzenden Aufwand. „Ohne angemessene Anzahlung besteht aber keine Garantie, dass ein Kunde nicht gleichzeitig mit einem anderen Anbieter verhandelt und sich letzten Endes für diesen entscheidet“, warnt Immitzer.

Insofern sei die Forderung der österreichischen Niederlassung des Schweizer Solaranbieters Hansesun nach einem gesetzlichen Verbot entsprechender Anzahlungen nicht eben leicht verständlich, konstatiert Immitzer. Die Hansesun hatte in einer Aussendung vom 30. Januar argumentiert, PV-Anlagen und Stromspeicher seien üblicherweise „Lagerware, keine Spezialanfertigungen – da sind Anzahlungen Unsinn. Mit der Vorfinanzierung beweist ein Unternehmen, dass es wirtschaftlich gesund ist und auch in Zukunft da sein wird“.

Unbestritten ist laut Immitzer, dass seit einiger Zeit eine Pleitewelle durch die Branche rollt. In den vergangenen Jahren seien Elektroinstallationsbetriebe in das Geschäft mit PV-Anlagen eingestiegen und hätten die damit verbundenen Herausforderungen bisweilen unterschätzt. „Manche dürften sich das leichter vorgestellt haben“, mutmaßt Immitzer.

Dass auch der eine oder andere etablierte Anbieter zu kämpfen hat, erklärt sich Immitzer durch die allgemein schlechte Wirtschaftslage sowie die gesunkenen Großhandelspreise für Strom. Diese hätten auch zu einer erheblichen Reduktion der Einspeisevergütungen geführt, die die Elektrizitätsunternehmen den Betreibern von PV-Anlagen bezahlen. Damit aber habe sich die Nachfrage nach solchen Anlagen massiv verringert.

Hinzu kommt laut Immitzer, was sie als „energiepolitisches Missmanagement“ bezeichnet. So habe Österreichs Bundesregierung im Frühjahr 2025 die Mehrwertsteuer auf die Errichtung von PV-Anlagen

wieder eingeführt. Auch die Abschöpfung sogenannter „Übergewinne“ von Stromversorgern ab Börsenpreisen von 90 Euro/MWh sei alles andere als hilfreich.

Ins Bild passt Immitzer zufolge, dass die Regierung den Entwurf der Verordnung bezüglich der Marktpremien und der Investitionszuschüsse für Ökostromanlagen für heuer ausgerechnet am 23. Dezember vergangenen Jahres zur Begutachtung aussandte. Überdies berücksichtigte sie darin die Änderungen der entsprechenden Rechtslage durch das am selben Tag kundgemachte Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG) nicht. In der endgültigen Verordnung ergaben sich zwar einige Verbesserungen, räumt Immitzer ein. Ideal sei die Vorgangsweise des für Energiepolitik zuständigen Wirtschaftsministeriums (BMWET) jedoch eher nicht gewesen.

Angesichts dessen rät Immitzer den Betreibern von PV-Anlagen, den Eigenbrauch zu forcieren und zu diesem Zweck, wenn möglich, Batteriespeicher zu installieren. Noch nicht abschätzen lässt sich Immitzer zufolge, wie sich der PV-Ausbau in Österreich heuer gestalten wird. Im abgelaufenen Jahr belief sich dieser nach den vorläufigen Zahlen auf rund 1.500 MW, in den Jahren zuvor waren es jeweils mehr als 2.000 MW gewesen.

In den vergangenen Monaten hatte eine Reihe in Österreich tätiger Photovoltaikunternehmen Insolvenz angemeldet. Zu den bekanntesten Fällen gehörte die Zehnhochvier Energiesysteme in Theresienfeld etwa 40 Kilometer südlich von Wien. Begründet wurde die Insolvenz mit dem Ausfall eines Großschuldners des Unternehmens.

Als mutmaßlicher Kriminalfall gilt die Insolvenz mehrerer österreichischer Tochterfirmen der liechtensteinischen Sun-Contracting-Gruppe, die auch in Süddeutschland tätig war. Die Wirtschafts- und Korruptionsstaatsanwaltschaft Wien sowie andere Staatsanwaltschaften ermitteln unter anderem wegen schweren gewerbsmäßigen Betrugs. Es gilt die Unschuldsvermutung. // VON KLAUS FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

SO HABEN SIE BEI DER
BESCHAFFUNG
IHRE SCHÄFCHEN IM
TROCKENEN.

WIR FÜHLEN ENERGIE.
WIR HABEN STARKE PARTNER.
WIR LIEBEN SOFTWARE.

JETZT TERMIN VEREINBAREN

E-WORLD 2026,
HALLE 1, STAND 1E130
Soptim



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Demonstration der DUH vor dem Leipziger Bundesverwaltungsgericht. Quelle: DUH / Neuschäffer

Bundesverwaltungsgericht setzt Bundesregierung unter Druck

KLIMASCHUTZ. Das Klimaschutzprogramm des Bundes reicht aus Sicht der DUH nicht aus, um gesetzliche Ziele zu erreichen. Ein Urteil des Bundesverwaltungsgerichts stützt diese Bewertung.

Am 29. Januar dieses Jahres hat das Bundesverwaltungsgericht in Leipzig das Klimaschutzprogramm der Bundesregierung überprüft. Die Richter kamen zu dem Ergebnis, dass die bisherigen Maßnahmen nicht ausreichen. Nach ihrer Einschätzung kann Deutschland damit die gesetzlichen Klimaziele nicht erreichen.

Nach Auffassung der Deutschen Umwelthilfe (DUH) zwingt dieses Urteil die Bundesregierung dazu, ihr Klimaschutzprogramm grundlegend zu überarbeiten. ihr Klimaschutzprogramm grundlegend zu überarbeiten. Gegenstand des Verfahrens war die Klage der DUH gegen dieses Programm.

Die Umweltorganisation hatte dagegen geklagt, da die Bundesregierung selbst davon ausgeht, das Klimaziel für 2030 zu verfehlen. Dieses Ziel sieht eine Minderung der Treibhausgasemissionen um 65 Prozent gegenüber 1990 vor. Laut dem aktuellen offiziellen Projektionsbericht betrage die Abweichung 25 Millionen Tonnen CO₂. Aus Sicht der DUH zeige diese Lücke, dass das Programm nicht die erforderliche Steuerungswirkung entfalten kann.

Nach Darstellung der DUH folgte das Bundesverwaltungsgericht dieser Argumentation. Das Gericht habe klargestellt, dass ein Klimaschutzprogramm konkrete und belastbare Maßnahmen enthalten müsse, mit denen sich die Klimaziele tatsächlich erreichen lassen. Zudem bestätigte das Gericht das Klagerecht der DUH im Zusammenhang mit Klimaschutzprogrammen. Bereits im Mai 2024 hatte das Oberverwaltungsgericht Berlin-Brandenburg zugunsten der Organisation entschieden.

Handlungsdruck der Regierung erhöht sich

Nach Einschätzung der DUH steht die Bundesregierung nun unter Handlungsdruck. Bundesgeschäftsführer Jürgen Resch erklärte, das Gericht habe deutlich gemacht, dass Klimaziele nicht nur politisch formuliert, sondern durch wirksame Maßnahmen abgesichert werden müssen.

Als Beispiele nannte Resch ein allgemeines Tempolimit, den Abbau von Steuervergünstigungen für Diesel

und Dienstwagen sowie zusätzliche Investitionen in den Schienenverkehr und den öffentlichen Personennahverkehr. Nach Angaben der DUH ließe sich mit einem Tempolimit von 100 km/h auf Autobahnen, 80 km/h auf Landstraßen und Tempo 30 innerorts ein erheblicher Teil der Emissionslücke im Jahr 2030 schließen.

Auch im Gebäudebereich sieht der Verband dringenden Handlungsbedarf. Barbara Metz, ebenfalls DUH-Bundesgeschäftsführerin, erklärte, die Bundesregierung müsse die bestehende Blockade beim Heizungsgesetz auflösen und den Umstieg auf fossilfreie Heizsysteme beschleunigen. Überdies fordert der Verband verbindliche Sanierungsquoten für besonders ineffiziente Gebäude sowie eine Sanierungsoffensive für öffentliche Gebäude wie Schulen und Kindergärten. Das Urteil zeige aus Sicht der DUH, dass unverbindliche Zielankündigungen rechtlich nicht ausreichen.

Frist für neues Klimaschutzprogramm im März

Unabhängig von dem von der DUH angestregten Klageverfahren vor dem Bundesverwaltungsgericht muss die Bundesregierung bis spätestens 25. März dieses Jahres ein neues Klimaschutzprogramm vorlegen. Gesetzlich ist vorgesehen, dass das neue Klimaschutzprogramm neben dem Ziel für 2030 auch die Klimaziele für 2040 sowie die Emissionspfade der Jahre dazwischen abbildet.

Die Organisation kündigte an, von seinem nun höchstrichterlich bestätigten Klagerecht Gebrauch zu machen, falls die Bundesregierung bis zum Stichtag kein aus Sicht der DUH ausreichendes Klimaschutzprogramm beschließt. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Aus einer Hand:

Co-Location, Batterieparks und Energiehandel

Der Batteriespezialist Tesvolt baut nicht nur Co-Location-Speicherprojekte und Batterieparks, sondern bietet auch die Vermarktung des Stroms an der Börse an – mit höheren Erlösen als marktüblich und aus einer Hand.

Besuchen Sie Tesvolt auf der **E-world 2026**



Messe Essen | Halle 5 | Stand H136

10.–12. Februar 2026

// JETZT TERMIN FÜR E-WORLD VEREINBAREN

Gasspeichervorgabe für Februar wird wohl erreicht



Erdgasspeicher Haidach. Quelle: Davina Spohn

GASSPEICHER. Der Verband „Gas- und Wasserstoffwirtschaft“ erwartet sehr niedrige Füllstände der deutschen Gasspeicher zum Ende der Heizsaison. Die Befüllung werde zur Herausforderung.

Die gute Nachricht, so der Verband: „Am 1. Februar 2026 müssen die Gasspeicher in Deutschland einen Füllstand von 30 Prozent aufweisen. Diese gesetzliche Vorgabe wird absehbar erreicht“, heißt es in einer Mitteilung der „Gas und Wasserstoffwirtschaft“. Doch werden sich die Speicher auch danach weiter leeren, was die Befüllung zur Heizsaison 2026/2027 zu einer großen Herausforderung werden lässt.

Aktuell sind laut dem Verband in den deutschen Gasspeichern rund 94 Milliarden kWh Gas eingelagert, was einem Füllstand von knapp 35 Prozent entspricht. Damit liegt das Niveau in einer Größenordnung wie im Krisenjahr 2022 nach dem Ausfall der russischen Gaslieferungen. Im Vergleich zu vor vier Jahren bestehen allerdings deutliche Unterschiede in den Rahmenbedingungen.

So verweist der Verband auf den Ausbau der LNG-Infrastruktur an den Nord- und Ostseeküsten sowie auf neue Pipelineverbindungen. Diese zusätzlichen Importmöglichkeiten versetzen die Gaswirtschaft grundsätzlich in die Lage, kurzfristig auf veränderte Bedarfe zu reagieren.

Im vergangenen Sommer mussten rund 125 Milliarden kWh Gas eingespeichert werden, um die staatlichen Füllstandsvorgaben für diesen Winter zu erfüllen. Der aktuelle Speicherstand liegt jedoch deutlich unter dem Wert des Vorjahres. Sollte sich dieser Trend fortsetzen, müsste im kommenden Sommer nahezu 50 Prozent mehr Erdgas eingespeichert werden als im Jahr zuvor.

Aus Sicht der „Gas- und Wasserstoffwirtschaft“ liegt ein regulatorisches Dilemma vor. Der Staat gebe im Rahmen seiner Verantwortung für die Versorgungssicherheit verbindliche Füllstandsvorgaben vor, wälze das wirtschaftliche Risiko jedoch auf die Speicherbetreiber ab. Für Gashändler sei es kein tragfähiges Geschäftsmodell, Gas vorzuhalten, das nur in Ausnahmefällen benötigt werde. „Stilllegungen von Speichern drohen, der Versicherungsschutz schwindet“, so Verbandschef Timm Kehler.

Er fordert daher einen verlässlichen regulatorischen Rahmen sowie marktliche Anreize für die Speicherbefüllung. In europäischen Nachbarländern wie Frankreich, Italien oder Österreich seien entsprechende Marktregeln etabliert worden, die Händler dazu motivierten, auch für extreme Situationen Gas vorzuhalten.

In Deutschland sei das anders: „Im Moment sind die Händler gefangen zwischen staatlichen Vorgaben und dem Wunsch der Bundesregierung, die Kräfte des Marktes walten zu lassen. Es ist wichtig, diesen Widerspruch zu lösen, um die Versorgung zu sichern und gleichzeitig die Kosten zu begrenzen“, so Kehler.

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Netzagentur-Chef schlägt nationale Gasreserve vor



Quelle: Die RAG-Anlage in Rubensdorf. Quelle: Karin Lohberger Photography

GASSPEICHER. Der Präsident der Bundesnetzagentur, Klaus Müller, hält eine strategische Gasreserve für sinnvoll. Sie könnte die bisherigen Füllstandsvorgaben für die Gasspeicher ablösen.

In der Debatte um eine Absicherung der Gasversorgung in Deutschland hat sich der Präsident der Bundesnetzagentur, Klaus Müller, für eine strategische Gasreserve ausgesprochen. In Deutschland sorgen Händler und Gasversorger für eine ausreichende Versorgung von Industrie und Haushalten, sagte er in einem Interview der Deutschen Presse-Agentur. Auch weiterhin sollte eine Verantwortung in privater Hand bleiben. „Aber es kann eben externe Schocks geben.“

Um darauf schnell genug reagieren zu können, brauche es eine Absicherung. „Bisher sind das die Füllstandsvorgaben.“ Sie hätten sich aber als ein eher sperriges Instrument erwiesen, was den Markt verzerre. Eine strategische Reserve könnte daher eine mögliche Antwort sein.

Vor wenigen Wochen hatte auch der Chef des Oldenburger Energieversorgers EWE, Stefan Dohler, die Einrichtung einer nationalen Gasreserve vorgeschlagen. Es sei an der Zeit, darüber zu sprechen, welche Instrumente auch in einem Krisenfall für ausreichende Versorgungssicherheit sorgen könnten, hatte Dohler der DPA gesagt.

„Der Staat könnte beispielsweise überlegen, eine strategische Gasreserve für Deutschland anzulegen, die gleichzeitig die Marktintegrität aufrechterhält“, schlug er vor. „Es gibt andere Länder wie Österreich, Frankreich und Polen, die das aus gutem Grund tun.“

Eine Ende März 2027 auslaufende Verordnung schreibt in Deutschland vor, dass die meisten Speicher am 1. November zu mindestens 80 Prozent und am 1. Februar zu mindestens 30 Prozent gefüllt sein müssen. Dies wird voraussichtlich erreicht.

Laut Bundeswirtschaftsministerium sollen die bestehenden Füllstandsvorgaben weiterentwickelt werden. Im Koalitionsvertrag von Union und SPD heißt es zu dem Thema: „Wir werden geeignete Instrumente auf den Weg bringen, um eine versorgungssichere und kostengünstigere Befüllung der Gasspeicher sicherzustellen.“ // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Gebäude der Bundesnetzagentur in Bonn. Quelle: Bundesnetzagentur

BEE weist auf Unklarheiten bei „AgNes“ hin

REGULIERUNG. Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) hat seine **Stellungnahme im Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) öffentlich gemacht.**

Der BEE begrüßt bei der Netzentgelt-Reform im AgNes-Verfahren einige Vorschläge der Behörde. Positiv bewertet der Verband den Ansatz, die Finanzierungs- und die Anreizfunktion der Netzentgelte klar voneinander zu trennen. Damit greife die Bundesnetzagentur zentrale Hinweise der Branche auf, heißt es in der **Stellungnahme des Verbandes** an die Behörde in Bonn.

Das sei eine gute Grundlage, um Fehlanreize zu vermeiden, die netz- oder systemdienliches Verhalten bislang erschweren. BEE-Präsidentin Ursula Heinen-Esser sagte: „Den Vorschlag zur Trennung von Finanzierungs- und Anreizfunktion der Netzentgelte begrüßen wir ausdrücklich.“

Gleichzeitig verweist der Verband auf weiterhin bestehende Unklarheiten bei zentralen Begriffen. Aus Sicht des BEE fehlt es bislang an einer einheitlichen und rechtssicheren Definition von Netz- und Systemdienlichkeit. Ohne eine solche begriffliche Präzisierung lasse sich keine transparente und zielgerichtete Netzentgeltreform umsetzen. Die Bundesnetzagentur müsse hier verbindliche Vorgaben schaffen, um ein gemeinsames Verständnis bei Netzbetreibern, Netznutzern und weiteren Marktakteuren zu ermöglichen.

Die von der Bundesnetzagentur vorgestellten Grundmodelle mit einer stärkeren Gewichtung von Kapazitäts- und Arbeitspreisen für größere Netzkunden bewertet der BEE überwiegend positiv. Die Abkehr von leistungsbezogenen Netzentgelten werde unterstützt, da diese aus Sicht des Verbandes flexible Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen hemmen können.

Zugleich äußert der BEE Zweifel, ob das vorgeschlagene Modell den Netzausbaubedarf tatsächlich im gewünschten Umfang reduziert, da Netzbetreiber weiterhin auf maximale Lasten auslegen könnten.

Deutliche Kritik äußert der Verband an Überlegungen, Prosumer in der Niederspannung pauschal stärker über höhere Grundpreise an den Netzkosten zu beteiligen. Eine solche Mehrbelastung sei nicht verursachergerecht und diskriminiere eine Kundengruppe, die mit Photovoltaikanlagen, Speichern,

Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur einen relevanten Beitrag zur Energiewende leiste.

Auch der möglichen Einführung von Einspeiseentgelten erteilt der Verband eine Absage. Diese würden die Investitionssicherheit gefährden und den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien bremsen. Stattdessen plädiert der BEE für kostenreflexive und dynamische Anreizmechanismen, die Flexibilität fördern und netzdienliches Verhalten gezielt unterstützen.

Die „Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom“ ist ein von der Bundesnetzagentur vorgelegtes Regelwerk zur grundlegenden Neugestaltung der Netzentgelte. Sie soll festlegen, wie Netzentgelte künftig strukturiert werden, um Netzkosten verursachungsgerechter zu verteilen und zugleich Anreize für netz- und systemdienliches Verhalten zu setzen. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



e2m ENERGY to MARKET

So geht Flexibilität

BESS- und Co-Location-Optimierung

E-world Halle 1
Stand 1C128

Besuchen Sie e2m auf der E-world.

MEHR ERFAHREN

VKU stemmt sich gegen Abschaffung der vermeintlichen Netzentgelte



Gebäude der Bundesnetzagentur in Bonn.
Quelle: Bundesnetzagentur

REGULIERUNG. Der Verband kommunaler Unternehmen skizziert in einem Positionspapier, wie die vermeintlichen Netzentgelte effizient und zielgenau weiterentwickelt werden können.

Bereits im Mai des vergangenen Jahres kritisierte der Verband Kommunaler Unternehmen (VKU) in einer Stellungnahme zu einem Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur deren Absicht, die sogenannten vermeintlichen Netznutzungsentgelte (vNNE) abzuschaffen.

Nun schaltet sich der Verband erneut in die Diskussion ein und legt ein eigenes Konzept vor, welches ein „Netzentlastungsentgelt“ vorsieht. Der VKU empfiehlt, dann Betreibern eine Vergütung zu gewähren, wenn ihre Anlagen das Stromnetz nachweislich in Spitzenlaststunden entlasten.

„Wir haben unseren Vorschlag an Bundesnetzagentur, Länderausschuss und Beirat übermittelt. Er hält das Netz stabil und die Kosten im Griff“, betont VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing.

„Das Netzentlastungsentgelt vergütet ausschließlich leistungswirksame Entlastung in den Stunden, die den Netzausbau treiben, und ist dadurch ein zielgenaues Instrument. Es basiert in der Abwicklung auf etablierten Prozessen und ist deshalb sofort anwendbar“, erklärt Liebing.

Grundlage für eine Auszahlung soll ein bundesweit einheitlicher Leistungspreis auf ÜNB-Basis sein. „Das Modell vermeidet Fehlanreize, hält die Verwaltung schlank und sorgt dafür, dass nur echte, messbare Entlastung vergütet wird“, fügt der VKU-Chef hinzu.

Besondere Bedeutung der KWK

Liebing hebt besonders den Nutzen der Kraft-Wärme-Kopplung hervor und warnt: „KWK-Anlagen liefern Strom und Wärme hocheffizient und vor allem dezentral und passgenau. Fallen die vNNE weg, fehlen netzbezogene Preissignale. Das erhöht die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten und erschwert den sicheren Netzbetrieb in einem zunehmenden volatilen Stromsystem.“

Die von der Bundesnetzagentur ab 2026 beabsichtigte schrittweise Senkung und ab 2029 vollständige Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte komme „zur Unzeit“, nämlich „in einer entscheidenden Phase der Energiewende“, so Liebing, nämlich, wenn Wärmepumpen, E-Mobilität und neue Verbrauchergruppen wie Rechenzentren die Stromnetze zusätzlich belasten.

Die Betreiber dezentral einspeisender Erzeuger, wie etwa KWK-Anlagen, erhalten sogenannte vermiedene Netzentgelte. Es ist eine Vergütung dafür, dass der Strom direkt ins Verteilnetz eingespeist wird und nicht erst über vorgelagerte Netzebenen transportiert werden muss. Entsprechend werden diese Netzebenen entlastet, was wiederum Kosten vermeidet.

Im Rahmen der Weiterentwicklung der allgemeinen Netzentgeltsystematik hat die Behörde eine dynamische Netzentgeltkomponente vorgeschlagen, die helfen soll, Netzengepässe zu reduzieren. Die Fahrweise von Erzeugungsanlagen soll über einen dynamischen Arbeitspreisanteil adressiert werden.

Der VKU gibt allerdings in seinem Positionspapier zu bedenken, dass noch völlig offen sei, ob die gewünschten Wirkungen tatsächlich eintreten und dass die entsprechenden Untersuchungen noch „erhebliche Zeit“ in Anspruch nehmen werden.

Während die Bundesnetzagentur wiederholt die vermiedenen Netzentgelte – deren rechtliche Grundlage stellt der § 18 StromNEV dar – kritisiert hat, sieht der Verband der kommunalen Unternehmen die damit einhergehenden „seit Jahren etablierten Abwicklungsprozesse“ als „zweckmäßig“ an. Deshalb sei der VKU-Vorschlag, der weitgehend auf bestehende Prozesse setze, „eine konsequente Weiterentwicklung im Sinne einer Evolution, nicht um eine grundlegende Neuausrichtung“.

Das [Positionspapier des VKU zum Netzentlastungsentgelt](#) steht hier zum Download zur Verfügung.

Die Stellungnahme der VKU zum „[Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zur Abschmelzung der Entgelte für dezentrale Erzeugung in den Jahren 2026 bis 2028](#)“ steht ebenfalls zur Verfügung.

// VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Ufop begrüßt schärfere Regeln für die THG-Quote



Quelle: Fotolia / frenta

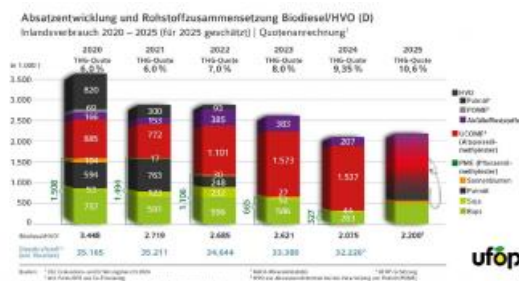
KLIMASCHUTZ. Missbrauch bei der THG-Quote soll künftig schwerer möglich sein. Ein neuer Gesetzentwurf der Bundesregierung setzt auf strengere Kontrollen und Ausschlüsse bei Biokraftstoffen.

Die Union zur Förderung von Öl- und Proteinpflanzen e. V. („UFOP“) bewertet den vom Bundesumweltministerium im Dezember vorgelegten Gesetzentwurf zur Weiterentwicklung der THG-Quote grundsätzlich positiv.

Der Verband, der die Interessen der heimischen Öl- und Eiweißpflanzenwirtschaft vertritt, sieht darin einen wichtigen Ansatz, um Schwachstellen im bisherigen Quotensystem zu schließen. Nach Einschätzung der Ufop haben unzureichende Kontrollen und schwer überprüfbare Nachweisstrukturen in der Vergangenheit dazu beigetragen, dass missbräuchliche Anrechnungen möglich waren.

Zum Hintergrund: Der vorgelegte „**Gesetzentwurf zur Weiterentwicklung der Treibhausgasemissionsminderungsquote**“ verschärft die Anforderungen an die Anrechenbarkeit von Biokraftstoffen deutlich. Das Bundesumweltministerium sieht darin den Wegfall der sogenannten Doppelanrechnung vor, bei der bestimmte Biokraftstoffmengen bislang mehrfach auf die THG-Quote angerechnet werden konnten – etwa durch die Kombination verschiedener Anreizmechanismen.

Künftig sollen solche Mehrfachanreize entfallen. Zudem schreibt der Entwurf verbindliche Vor-Ort-Kontrollen entlang der Lieferkette vor, dazu strengere Konsequenzen bei fehlerhaften oder fehlenden Nachhaltigkeitsnachweisen sowie den Ausschluss einzelner Rohstoffe. Insbesondere Reststoffe, aus der Palmölproduktion zählt das Ministerium dazu.



Absatzentwicklung und Rohstoffzusammensetzung Biodiesel/HVO
(zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: UFOP

Erhöhter Druck auf Hersteller

Als zentrales Element des Entwurfs unterstreicht die Ufop die Einführung von verpflichtenden Vor-Ort-Prüfungen. Ohne ein solches Audit sollen Biokraftstoffmengen künftig nicht mehr auf die THG-Quote angerechnet werden können, wie die Förderunion erklärt.

Gleiches gelte, wenn Kontrollen Hinweise auf Unregelmäßigkeiten liefern. In diesen Fällen verlieren Nachhaltigkeitsnachweise ihre Gültigkeit. Die Ufop erwartet, dass der erhöhte Prüfaufwand den Druck auf Hersteller und Inverkehrbringer erhöht, die Herkunft und Verarbeitung der eingesetzten Rohstoffe nachvollziehbar zu dokumentieren.

Der Verband rechnet zudem mit Auswirkungen auf den Markt. Quotenverpflichtete Unternehmen der Mineralölwirtschaft dürften ihre Lieferketten intensiver prüfen müssen. Die Ufop verweist dabei auf Fälle, in

denen Biokraftstoffhersteller aus Drittstaaten (unter anderem aus China) bei konkreten Betrugsverdachtsmomenten keine Vor-Ort-Kontrollen zugelassen oder die Zusammenarbeit mit Prüfstellen verweigert hätten.

Hinzu kommen nach Angaben des Verbands mutmaßliche Umdeklarationen von Abfallölen aus der Palmölproduktion in Südostasien. Der Gesetzentwurf könnte aus Sicht der Ufop dazu führen, dass Anbieter ohne überprüfbare Nachweise künftig vom Markt verdrängt werden.

Palmölbasierte Reststoffe im Fokus

Besondere Bedeutung misst die Ufop dem vorgesehenen Ausschluss von Biokraftstoffen aus Reststoffen der Palmölproduktion bei. Anlass ist aus Sicht des Verbands ein kürzlich bekannt gewordener Betrugsverdacht in Malaysia, bei dem Abfallöle mutmaßlich falsch deklariert wurden. Die Förderunion argumentiert, dass die Abgrenzung zwischen Abfall- und Nebenprodukten in diesem Bereich besonders anfällig für Missbrauch sei und sich nur schwer kontrollieren lasse.

Die Ufop spricht sich für ein abgestimmtes Vorgehen auf europäischer Ebene aus. Hintergrund ist die Umsetzung der novellierten Erneuerbare-Energien-Richtlinie (Renewable Energy Directive III, RED III) in den Mitgliedsstaaten. Unterschiedliche nationale Nachweisanforderungen könnten nach Einschätzung des Verbands neue Schlupflöcher eröffnen.

Eine wirksame Betrugsprävention wird laut der Ufop insbesondere bei dieselersetzenden Biokraftstoffen relevant, da sie in hohem Umfang auf Abfallölen und -fetten basieren. Der Verband verweist dazu auf Zahlen der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE). Demnach wurden im Jahr 2024 rund 3,6 Millionen Tonnen Biokraftstoffe auf die THG-Minderungsverpflichtung angerechnet, nach 3,9 Millionen Tonnen im Vorjahr. Rund 2,075 Millionen Tonnen entfielen dabei auf Biodiesel und Hydrotreated Vegetable Oil (HVO). In diesem Segment stammten laut Ufop 82 Prozent der angerechneten Mengen aus Abfallölen und -fetten. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

EEX führt weiter CO2-Auktionen durch



Quelle: Fotolia / bluedesign

KLIMASCHUTZ. Die Deutsche Emissionshandelsstelle verlängert das Mandat der Leipziger Energiebörse EEX als Auktionsplattform für deutsche Emissionsberechtigungen bis Ende 2028.

Die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), angesiedelt im Umweltbundesamt mit Sitz in Dessau-Roßlau und zuständig für die Umsetzung des Emissionshandels in Deutschland, hat das Mandat der European Energy Exchange (EEX) als Auktionsplattform für deutsche Emissionsberechtigungen verlängert. Das teilte die Energiebörse mit Sitz in Leipzig mit.

Das EEX-Mandat im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems (EU ETS 1) wurde um zwei Jahre bis Ende 2028 ausgedehnt. Der bisherige Vertrag wäre Anfang Januar 2027 ausgelaufen. Damit wird die EEX auch in den kommenden Jahren weiterhin wöchentlich die Auktionen im Auftrag der Bundesrepublik Deutschland durchführen.

Seit Januar 2010 wurden an der EEX in fast 900 Auktionen mehr als 1,8 Milliarden Emissionsberechtigungen aus dem EU ETS 1 versteigert. Die Erlöse beliefen sich auf über 45 Milliarden Euro. Nach Angaben der EEX wurden diese Mittel nahezu vollständig für die Finanzierung nationaler und

internationaler Klimaschutzmaßnahmen verwendet.

Peter Reitz, Vorstandsvorsitzender der EEX, ordnet die Entscheidung ein: „Der EU-Emissionshandel ist ein zentrales Instrument des Klimaschutzes. Mit der Mandatsverlängerung leisten wir weiterhin einen verlässlichen Beitrag zu dessen erfolgreicher Umsetzung und werden den Emissionshandel auch in den kommenden zwei Jahren mit höchsten Standards in Transparenz, Marktintegrität und Effizienz unterstützen.“

Zusätzlich zu den Auktionen im Auftrag der Bundesregierung Deutschland organisiert die EEX regelmäßige Versteigerungen von Emissionsberechtigungen im Auftrag der Europäischen Kommission und 25 teilnehmender EU-Mitgliedstaaten, Norwegen, Island und Liechtenstein sowie für Polen und Nordirland. Das Clearing und die Abwicklung der Emissionsberechtigungen übernimmt die EEX-Tochter European Commodity Clearing (ECC). // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Shutterstock

Trier top im Top-50-Ranking der energieeffizientesten Städte

STUDIEN. Die Stadt Trier weist den energieeffizientesten Gebäudebestand Deutschlands auf. Eine Studie verglich 50 Städte miteinander und zeigt deutliche regionale Unterschiede bei der Sanierung.

Die Stadt Trier belegt im Ranking „Energieeffizienteste Städte Deutschlands 2025“ den ersten Platz, teilte der Bundesverband energieeffiziente Gebäudehülle (Buveg) am 30. Januar mit. Es folgen Rostock auf Rang zwei und Dresden auf Rang drei. Die Studie vergleicht den energetischen Zustand des Gebäudebestands in den 50 größten Städten Deutschlands. Am unteren Ende der Rangliste liegen Mönchengladbach (48), Bremen (49) und Krefeld (50).

Grundlage des Rankings bildet eine Auswertung von rund 300.000 Datensätzen aus dem Jahr 2025. Auftraggeber der Untersuchung ist der Bundesverband energieeffiziente Gebäudehülle, die Datenauswertung erfolgte durch die Wohnungsplattform „ImmoScout24“.

Auch im fünften Jahr der Untersuchung zeigen sich nach Auskunft des Buveg deutliche Unterschiede zwischen Ost- und Westdeutschland. Städte in den neuen Bundesländern schneiden beim energetischen Zustand des Gebäudebestands demnach besser ab. Ursache sind umfangreiche Investitionen in den Nachwendejahren. Dagegen weist ein Großteil der alten Bundesländer geringere Sanierungsaktivitäten auf.

Besonders deutlich fällt dies in Nordrhein-Westfalen auf. Mehrere Städte des Bundeslands finden sich im unteren Bereich des Rankings wieder, so der Verband in seiner Mitteilung. Die Studienautoren sehen hier einen langfristigen Nachholbedarf bei der energetischen Modernisierung des Gebäudebestands.

Entwicklung der Sanierungsquote

Nach Angaben des Buveg liegt die bundesweite Sanierungsquote derzeit bei 0,69 Prozent. Fachverbände halten eine Quote von etwa zwei Prozent für erforderlich, um die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung im Gebäudesektor zu erreichen.

Der Geschäftsführer des Buveg, Jan Peter Hinrichs, betonte die wirtschaftliche Bedeutung kommunaler Sanierungsstrategien: „Sie machen die Städte klimaresilient, reduzieren die Energiekosten für ihre

Bürgerinnen und Bürger und sichern den Wohlstand, der überwiegend in deren Immobilieneigentum steckt.“ Das aktuelle Bild der Sanierungstätigkeiten bewertet der Verband daher kritisch.

Aus Sicht der Stadt Trier bestätigt das Ranking die kommunalen Anstrengungen der vergangenen Jahre. Oberbürgermeister Wolfram Leibe verweist auf ein strategisches Klima- und Energiekonzept, das den Gebäudesektor gezielt adressiert. Die Platzierung wertet er als Hinweis auf eine hohe Investitionsbereitschaft privater Eigentümerinnen und Eigentümer.

Die Studienergebnisse sollen Kommunen eine Vergleichsbasis liefern und den Handlungsbedarf im Gebäudesektor sichtbar machen. Der Buveg kündigt an, das Städteranking auch in den kommenden Jahren fortzuführen, um Entwicklungen langfristig zu dokumentieren.

Rangliste der „Energieeffizientesten Städte Deutschlands“

Ranking	Stadt
1	Trier
2	Rostock
3	Dresden
4	München
5	Fürth
6	Freiburg im Breisgau
7	Regensburg
8	Frankfurt am Main
9	Ulm
10	Hannover

Quelle: Scout24 AG, Market Analytics, Berlin

Die gesamte [Liste der „Energieeffizientesten Städte Deutschlands“](#) mit allen 50 Plätzen hat der Buveg auf seiner Webseite veröffentlicht. // [VON HEIDI ROIDER](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Verbund

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

[Mehr erfahren!](#)

Verteilnetze vor stark wachsendem Leistungsbedarf



Quelle: Davina Spohn

STROMNETZ. Die großen Stromverteilnetzbetreiber haben ihre Regionalszenarien 2025 vorgelegt. Die Prognosen bis 2045 weisen deutlich steigende Anschlussleistungen für Erzeugung und Verbrauch aus.

Die Stromverteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden haben am 28. Januar 2026 ihre sechs Regionalszenarien 2025 veröffentlicht. Diese enthalten Prognosen zur künftigen Anschlussleistung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bis zur angestrebten Klimaneutralität im Jahr 2045. Zentrale Betrachtungsjahre der aktuellen Szenarien sind 2030 und 2035.

In der Summe der sechs Planungsregionen Nord, Ost, Mitte, West, Südwest und Bayern erwarten die Netzbetreiber bis 2045 eine Vervierfachung der aktuell installierten Photovoltaikleistung im Verteilnetz auf rund 425 GW. Für Windenergie an Land wird eine Verdreifachung auf etwa 175 GW prognostiziert. Gegenüber den Regionalszenarien 2023 – die VNB sind verpflichtet, die Szenarien alle zwei Jahre zu veröffentlichen – fällt die Schätzung für Photovoltaik leicht niedriger aus, während sie für Wind an Land um mehr als zehn Prozent höher liegt.

Besonders stark wächst nach den Prognosen die Anschlussleistung von Großbatteriespeichern. Sie soll von derzeit rund zwei GW auf etwa 68 GW im Jahr 2045 ansteigen, ausschließlich im Verteilnetz. Für Kleinbatteriespeicher mit einer Anlagenleistung unter einem MW rechnen die Netzbetreiber mit einer rund siebenfachen Steigerung gegenüber heute. Insgesamt bewegen sich die Prognosewerte für 2045 in einem ähnlichen Bereich wie im Szenario B des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (Version 2025) der Übertragungsnetzbetreiber.

Auch auf der Verbrauchsseite erwarten die Verteilnetzbetreiber deutliche Zuwächse. Die prognostizierte Anschlussleistung von Wärmepumpen ohne Großwärmepumpen liegt 2045 bei rund 78 GW, was etwa dem Zehnfachen der heutigen Leistung entspricht. Zentrale Wärmelösungen wie Großwärmepumpen sollen auf mehr als 27 GW anwachsen, gegenüber aktuell gut einem GW.

Für Ladeinfrastruktur der Elektromobilität ermitteln die Netzbetreiber einen Bedarf von über 364 GW im Jahr 2045, ausgehend von derzeit etwas mehr als 16 GW. Rechenzentren erreichen nach den Prognosen knapp 37 GW, während heute weniger als zwei GW im Verteilnetz angeschlossen sind. Zudem gehen die Netzbetreiber davon aus, dass im Jahr 2045 mehr als 27 GW Elektrolyseurleistung an das Verteilnetz angeschlossen sein werden.

Netzausbau über alle Spannungsebenen erforderlich

Zur Deckung dieses wachsenden Leistungsbedarfs ist nach Einschätzung der Netzbetreiber ein umfangreicher Ausbau der Verteilnetze über alle Spannungsebenen erforderlich. Die Zusammenarbeit der Netzbetreiber ist dabei gesetzlich in Paragraph 14d EnWG verankert. Deutschland ist hierzu in sechs Planungsregionen unterteilt, in denen die Verteilnetzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden alle zwei Jahre ein gemeinsames Regionalszenario erstellen. Über den BDEW erfolgt die Abstimmung zwischen den Regionen sowie mit der Bundesnetzagentur.

Die Regionalszenarien bilden die Grundlage für die individuellen Netzausbaupläne der großen Verteilnetzbetreiber. Diese enthalten konkrete Maßnahmen zur Erneuerung, Verstärkung und zum Ausbau der Netze und werden ebenfalls im Zweijahresrhythmus veröffentlicht, das nächste Mal zum 31. Oktober 2026. Zudem fließen die Regionalszenarien in die Szenariorahmen und Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber ein.

Erstmals waren an den Regionalszenarien 2025 auch alle Stromverteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden beteiligt. Nach Angaben des BDEW wurde hierfür gemeinsam mit Vertretern der Verteilnetzbetreiber, dem VKU und der Bundesnetzagentur ein Verfahren entwickelt, das eine einfache und effiziente Datenübermittlung ermöglichte. Die zusätzlichen Einschätzungen hätten die Prognosequalität in den Planungsregionen weiter verbessert.

Die Veröffentlichung der Regionalszenarien erfolgte auf dem gemeinsamen Netzportal „**VNBdigital**“. Dieses dient allen Stromverteilnetzbetreibern in Deutschland als zentrale Austausch- und Veröffentlichungsplattform. // **VON FRITZ WILHELM**

[^ Zum Inhalt](#)

HEMS als Etablierung eines neuen Geschäftsmodells



Quelle: E&M

GASTBEITRAG. Warum sich für EVU der Vertrieb eines HEMS lohnt, weiß *Markus Große Gorgemann von Energielenker Solutions

Die Energiewende stellt das Netz vor Herausforderungen. Denn der Ausbau erneuerbarer Energien und mehr große Verbraucher wie Wärmepumpen und Wallboxen bedeuten Netzschwankungen. Für Stabilität sorgt der Paragraph 14a EnWG, der es erlaubt, steuerbare Verbrauchseinrichtungen zeitweise zu dimmen. Als Ausgleich dafür ist eine Netzentgeltreduzierung vorgesehen. Neben der pauschalen oder anteiligen Variante besteht nun zusätzlich die Möglichkeit, zeitvariable Netzentgelte anzubieten. Wie können Eigenheimbesitzer und -besitzerinnen mit einem Heimenergiemanagementsystem (HEMS) profitieren und warum lohnt es sich für EVU, eine entsprechende Lösung anzubieten?

Seit April 2025 können Verbraucher und Verbraucherinnen, die ein Dimmen ihrer steuerbaren Verbrauchseinrichtungen erlauben, zeitvariable Netzentgelte angeboten werden. Dabei wird für das folgende Jahr festgelegt, zu welchen Tageszeiten ein Hochtarif (HT), Standardtarif (ST) oder Niedertarif (NT) gilt und wie hoch die Netzentgelte in den jeweiligen Tarifen sein sollen. Für das Jahr 2026 ist dies passiert.

Sinkende Kosten bei hoher Einsparmöglichkeit

Ein Blick auf die zwölf größten Anbieter zeigt: Obwohl zeitvariable Netzentgelte gesetzlich nur in zwei Quartalen pro Jahr angeboten werden müssen, haben sich fast alle für einen ganzjährigen Ansatz entschieden. Die Preise pro kWh in den einzelnen Tarifen sind gesunken, während die Einsparpotenziale für Verbraucher hoch bleiben. So können im Vergleich zum HT mit dem NT 7,7 bis 10,7 ct/kWh eingespart werden. Dies übersteigt die pauschale Netzentgeltreduzierung deutlich.

Voraussetzung dafür ist, Strom nur bei NT-Zeiträumen aus dem öffentlichen Netz zu beziehen. Doch diese liegen in der Mittagszeit, wenn die meisten Eigenheimbesitzenden nicht im Haus sind – oder nachts. Am Abend oder Morgen, wenn der Verbrauch steigt, gilt zumeist der HT. Die Lösung ist ein HEMS. HEMS ermöglicht Steuerung der Energieflüsse

Ein HEMS vernetzt alle Verbraucher und Erzeuger eines Gebäudes, um auf Grundlage der Datensammlung aller Geräte Energieverbrauch und Energiebedarf optimal aufeinander abzustimmen. Dabei erfüllt es die Vorgaben des Paragraphen 14a und bezieht zeitvariable Netzentgelte mit ein. Damit wird selbst erzeugter Solarstrom zwischengespeichert, bis er benötigt wird, und zugleich beispielsweise das E-Auto nicht direkt beim Anschluss an die Wallbox, sondern erst zu Beginn des NT-Zeitraums geladen. Doch warum sollten EVUs den Vertrieb eines HEMS übernehmen?

Zunächst handelt es sich bei den Kunden, für die ein HEMS die größten Mehrwerte bietet, um eine wichtige Zielgruppe. Denn oft besitzen sie neben einer PV-Anlage einen Speicher, eine Wärmepumpe und eine Wallbox. Da diese nicht das ganze Jahr über vollständig mit eigenem PV-Strom betrieben werden können, steigt im Tagesgeschäft der Erlös der EVU.

White-Label-Lösung schafft Mehrwerte

Mit einem HEMS wie Enbas von der Energielenker-Gruppe als White-Label-Lösung können Versorger den Kunden langfristig an sich binden. Da über die Benutzeroberfläche Informationen zu Verbrauch und Lastprofilen geteilt werden, können sie die Plattform nutzen, um durch passende Beratungsangebote kontinuierliche Sichtbarkeit zu erzielen. Dies gilt auch, wenn Kunden den Stromanbieter gewechselt haben.

Zudem lassen sich Erlösmodelle aufbauen, bei denen ein neuer Stromvertrag mit einem HEMS gekoppelt ist. Darüber hinaus können EVU ohne eigene Entwicklungsarbeit ein neues Geschäftsmodell erschließen. Dabei kann ein herstellerunabhängiges Gerät bei allen Kunden eingesetzt werden, was den Vertrieb vereinfacht. Nicht zuletzt können die Unternehmen das HEMS über lokale Installationspartner vermarkten und sich als Lösungsanbieter für die regionalen Partnerunternehmen etablieren.

Mit zeitvariablen Netzentgelten können Verbraucher dank eines HEMS enorme Ersparnisse erzielen. Für EVU, die den Vertrieb entsprechender Lösungen als White-Label-Lösung übernehmen, ergeben sich daraus Mehrwerte, die die Stärkung der Kundenbindung, die Etablierung eines neuen Geschäftsmodells und eine engere Verbindung zu regionalen Partnerunternehmen umfassen. Eine Win-Win-Situation für beide Seiten.

**Markus Große Gorgemann, Geschäftsführer Energielenker Solutions, Münster*



Markus Große Gorgemann
Quelle: Energielenker Solution

// VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Pixabay / cverkest

Enpal zum ersten Mal mit Milliardenumsatz

BILANZ. Der Berliner Energie-Hardware-Anbieter Enpal hat seinen Umsatz im vergangenen Jahr um 25 Prozent gesteigert.

Enpal erzielte 2025 einen Umsatz von 1,1 Milliarden Euro nach 890 Millionen Euro im Vorjahr, ein Plus von rund 25 Prozent. Das Unternehmen „verzeichnete 2025 Wachstum in allen Geschäftsbereichen“, heißt es in einer Mitteilung zur Vorstellung der Geschäftszahlen.

Im Kerngeschäft sei die Zahl der Kunden allein bei Photovoltaik und Wärmepumpen um mehr als 30.000 gestiegen. Insgesamt belaufe sich die Kundenzahl auf 115.000 Haushalte in Deutschland und Italien.

Die Wärmepumpensparte, die 2023 gestartet ist, macht mittlerweile rund ein Drittel des Umsatzes im Kerngeschäft aus und konnte nach Unternehmensangaben ihre Marktführerschaft in Deutschland weiter ausbauen. Das installierte Enpal-Portfolio erreicht inzwischen eine Gesamtleistung von rund 1.000 Megawatt.

Auch auf Gruppenebene meldet Enpal Zuwächse. Die Zählergesellschaft „metrify smart metering“, ein wettbewerblicher Messstellenbetreiber, verzeichnete nach dem Spin-off im Sommer 2025 ein „deutliches Wachstum“ und steigerte ihre „wiederkehrenden Umsätze“ um rund 70 Prozent. Für 2026 erwartet Enpal ein Umsatzwachstum im deutlich zweistelligen Prozentbereich.

Zugleich will das Unternehmen seine Komplettlösung für die Energieversorgung von Privathaushalten und Unternehmen weiter ausbauen.

Veränderungen im Management

Im Management kündigte Enpal mehrere Personalentscheidungen an. Chief Financial Officer Viktor Wingert (39) übernimmt die Leitung des Technologie- und Produktionsstandorts der Enpal-Gruppe in Shenzhen, China. Er folgt auf Henning Rath (38), der das Unternehmen zum 1. April 2026 verlässt. Er bleibt jedoch durch einen Wechsel in den Beirat der Enpal B.V. dem Unternehmen verbunden.

Die Nachfolge von Wingert als Group Chief Financial Officer (CFO) tritt Johannes Röhren (43) an, der

bislang als CFO der Wärmepumpensparte tätig war. Zudem wurde Rene Gribnitz (53) zum Chief Communications Officer (CCO) berufen.

Er folgt auf Boris Radke (45), der das Unternehmen auf eigenen Wunsch verlassen hat.

Enpal ist ein in Berlin ansässiges Energieunternehmen, das Privatkunden Photovoltaikanlagen, Stromspeicher, Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge anbietet und diese installiert sowie betreibt.

Seit der Gründung im Jahr 2017 ist das Unternehmen nach eigener Darstellung Marktführer für Solaranlagen in Europa, für Wärmepumpen in Deutschland sowie größter wettbewerblicher Messstellenbetreiber für Smart Meter. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

FEBRUARY 10 – 12, 2026
ESSEN | GERMANY



UNITE + CONNECT

THE PLACE
TO BE
IN ENERGY

Kontek Energy und Maxxen Energy kooperieren mit Terralayr



Quelle: Fotolia / malp

STROMSPEICHER. Kontek Energy, Maxxen Energy und der Flexibilitätsanbieter Terralayr haben eine Vereinbarung zur Umsetzung von drei Batteriespeicherprojekten in Niedersachsen geschlossen.

Kontek Energy hat eine strategische Vereinbarung mit dem in Deutschland ansässigen Anbieter von Energieflexibilitätslösungen Terralayr unterzeichnet, wie aus einer aktuellen Mitteilung der Partner hervorgeht. Gegenstand der Kooperation sind drei Batteriespeicherprojekte in Niedersachsen mit einer Gesamtleistung von rund 23 MW und einer Speicherkapazität von 55 MWh.

Die drei Standorte befinden sich in Alfeld, Edemissen und Badbergen. Der Speicher in Alfeld mit 10,35 MW Leistung und 25 MWh Kapazität befindet sich der Mitteilung zufolge allerdings bereits in der Inbetriebnahmephase. In Edemissen und Badbergen entstehen weitere Anlagen mit 6,9 MW beziehungsweise 6 MW und jeweils 15 MWh Speicherkapazität. Sie befinden sich derzeit im Bau.

Kontek Energy mit Sitz im türkischen Izmir übernimmt im Rahmen der Zusammenarbeit die Rolle des Engineering-, Procurement- und Construction-Partners (EPC) sowie des technischen Projektmanagers. Das Unternehmen ist international im Bereich Planung, Engineering und Realisierung von Energieinfrastrukturprojekten tätig, mit einem Schwerpunkt auf großen Batteriespeichersystemen.

Für die technische Umsetzung greifen die Projekte auf die integrierte Lieferkette von Maxxen Energy zurück. Maxxen Energy ist ein auf Batteriespeichertechnologien spezialisiertes Unternehmen mit Hauptsitz im schweizerischen Zug und Produktionsstätten in der Türkei, das Hardwarelösungen und Systemkomponenten für stationäre Energiespeicher entwickelt und liefert. // **VON FRITZ WILHELM**

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

[^ Zum Inhalt](#)

Regensburg baut E-Busflotte und Ladepunkte aus



Inbetriebnahme der neuen E-Busse in Regensburg. Quelle: Stadtwerk Regensburg GmbH

MOBILITÄT. Der öffentliche Nahverkehr in Regensburg wird weiter elektrifiziert und digitalisiert. Neue E-Gelenkbusse, weitere Ladepunkte und bargeldlose Tickets kommen dazu.

Acht neue vollelektrische Gelenkbusse verstärken seit Kurzem den Linienbetrieb im Stadtgebiet Regensburg. Wie „das.Stadtwerk.Mobilität“ – die Mobilitätstochter der Stadtwerke Regensburg – mitteilte, ergänzen die Fahrzeuge eine bereits bestehende Elektrobussflotte. Mit der Inbetriebnahme der neuen Busse steigt deren Zahl laut dem Unternehmen auf 37. Insgesamt umfasst die Busflotte 124 Fahrzeuge. Parallel dazu investiert das kommunale Unternehmen in den Ausbau der Ladeinfrastruktur sowie in digitale Systeme.

Der Betrieb der Elektrobusse erfolgt nach Angaben des Unternehmens vollständig mit Ökostrom der Regensburger Energie- und Wasserversorgung. Bereits 2017 setzte Regensburg erstmals eine rein elektrisch betriebene Buslinie ein. An diese Umstellung knüpft der aktuelle Ausbau nun an.

Für die acht E-Gelenkbusse des Typs Mercedes „eCitaro G“ investierte „das.Stadtwerk.Mobilität“ nach eigenen Angaben 6,87 Millionen Euro. Die Regierung der Oberpfalz förderte die Beschaffung mit rund 2,1 Millionen Euro. Geschäftsführer Manfred Koller unterstreicht in diesem Zusammenhang die deutlich höheren Anschaffungskosten gegenüber Dieselnissen, die ohne Fördermittel nur schwer zu stemmen seien.

Jeder der neuen Busse verfügt laut Mitteilung über zehn Lithium-NMC-Hochvoltbatterien mit einer Gesamtkapazität von 980 kWh. Daraus ergibt sich eine garantierte Reichweite von rund 250 Kilometern pro Ladung, wie das Unternehmen mitteilt. Geladen werden die Fahrzeuge per Plug-in-Stecker. Der Ladevorgang von null auf 90 Prozent dauert bei einer Ladeleistung von 150 kW etwa fünf Stunden. Die Busse bieten Platz für bis zu 139 Fahrgäste und sind mit Assistenzsystemen wie Abbiege- und Totwinkelassistent, Notbremsassistent sowie Müdigkeitswarnsystemen ausgestattet.

Ausbau der Ladepunkte und digitaler Systeme

Parallel zur Erweiterung der Flotte baute das Unternehmen die Ladeinfrastruktur aus. 2025 entstand eine neue Busabstellhalle mit Ladepunkten für 53 Elektrobusse, die zum Jahreswechsel in Betrieb ging. Die gemeinsam mit Siemens errichtete Technikinsel stellt eine Anschlussleistung von 2,5 MW bereit, so „das.Stadtwerk.Mobilität“. Die Kosten beziffert das Unternehmen mit 5 Millionen Euro. Die Regierung der Oberpfalz beteiligte sich daran mit rund 3 Millionen Euro an Fördermitteln. Im Laufe dieses Jahres sollen das Dach der Halle fertiggestellt, eine Dachbegrünung umgesetzt und eine Photovoltaik-Anlage installiert werden.

Neben der technischen Infrastruktur modernisierte das Unternehmen auch den operativen Betrieb. Ende 2025 führte es ein cloudbasiertes Betriebsleitsystem ein. Dieses liefert laut Mitteilung stabilere Echtzeitdaten für Leitstelle, Fahrgastinformation und Disposition. Betriebsleiterin Sandra Schönherr sieht darin eine Erleichterung für die Steuerung der Flotte und für die Arbeit der Fahrer.

Überdies stellte „das.Stadtwerk.Mobilität“ die gesamte Busflotte auf kontaktloses Bezahlen um. In den 165 eigenen und von Subunternehmern betriebenen Bussen können Fahrgäste ihre Tickets am Terminal auswählen und per Bank- oder Kreditkarte, Smartphone oder Prepaidkarte bezahlen. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Ludwigsburg und Kornwestheim sammeln 4 Millionen Euro ein



Quelle: Jonas Rosenberger

STADTWERKE. Die Bürgerfinanzierung „SWLB KLIMA-Invest“ der Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim (SWLB) steht vor dem Abschluss. Bis Anfang März können sich Anleger noch beteiligen.

Im Oktober 2025 haben die Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim ihre Bürgerfinanzierung „SWLB KLIMA-Invest“ gestartet (wir berichteten). Das Angebot erfolgt über die hundertprozentige Tochtergesellschaft SWLB Nachhaltige Erzeugungsanlagen GmbH (NEA). Bis Ende Januar zeichneten Anleger Genussrechte im Umfang von etwas mehr als vier Millionen Euro, teilte der Versorger am 30. Januar mit.

Damit erreichte das Produkt rund zwei Drittel des geplanten Emissionsvolumens – anvisiert waren 6 Millionen Euro über dieses Bürgerfinanzierungsmodell. Die SWLB zeigt sich „mit dem Verlauf der ersten Runde hochzufrieden“, sagte SWLB-Geschäftsführer Christian Schneider. Interessierte können ihr Investitionsinteresse noch bis zum 1. März bekunden.

Privatpersonen können Beträge zwischen 1.000 und 25.000 Euro investieren. Die Laufzeit beträgt fünf Jahre. Der jährliche Zinssatz liegt bei 3,25 Prozent, für Kunden der SWLB bei 3,75 Prozent. Unternehmen und juristische Personen unterliegen keiner Investitionsobergrenze.

Konstruktion der Genussrechte

Die Mittel fließen in die NEA. Das Unternehmen plant, baut und betreibt Energieerzeugungsanlagen sowie weitere Projekte, die der strategischen Ausrichtung der SWLB dienen. Die Tochtergesellschaft der Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim verpachtet diese Anlagen anschließend an ihre Muttergesellschaft.

Die Zinszahlung an die Genussrechtsinhaber setzt ein positives Jahresergebnis der NEA voraus. „Da diese ihre Kosten zuzüglich eines Gewinn- und Verwaltungskostenaufschlags an ihre Muttergesellschaft weiterberechnen kann, ist dies so lange sichergestellt, wie die kommunal getragene SWLB ihren Verpflichtungen nachkommen kann“, erklärte NEA-Geschäftsführer Bert Hoffmann bei Genussrechten nicht

unübliche Bedenken.

Im Frühjahr 2027 wird die NEA voraussichtlich eine zweite Tranche mit an die Marktentwicklung angepassten Zinskonditionen starten. // VON HEIDI ROIDER

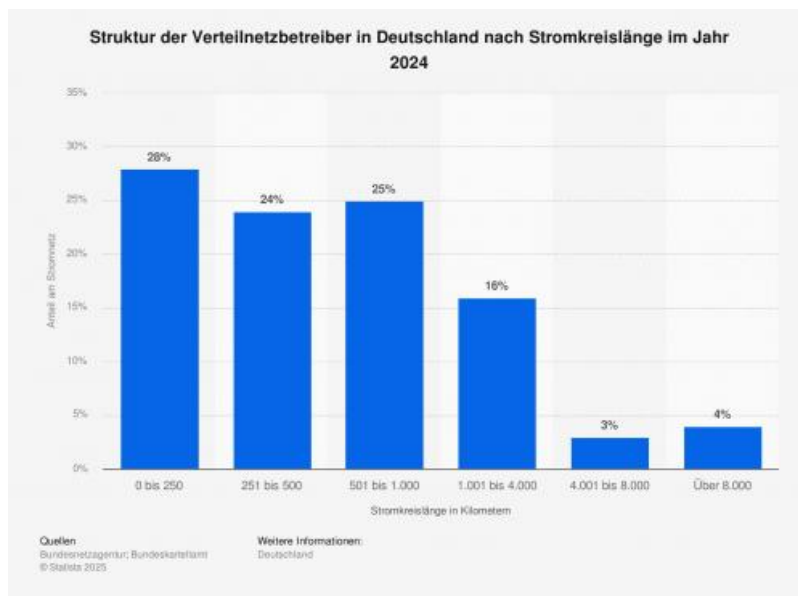
[^ Zum Inhalt](#)

Struktur der Verteilnetzbetreiber nach Stromkreislänge im Jahr 2024



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

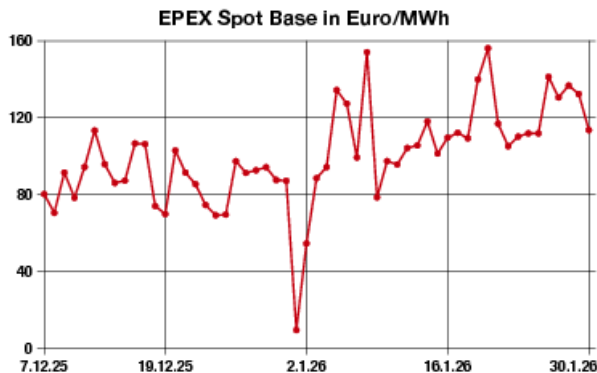
Quelle: Statista

Die Statistik zeigt die Struktur der Verteilnetzbetreiber in Deutschland nach Stromkreislänge im Jahr 2024. Im genannten Jahr betrieb knapp ein Viertel aller deutschen Verteilnetzbetreiber Stromnetze mit einer Länge zwischen 501 und 1.000 Kilometern. // VON REDAKTION

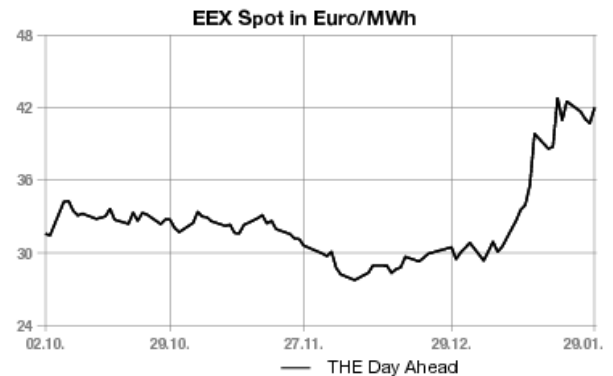
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



CO2 deutlich im Minus



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

Derzeit werden zum Teil widersprüchlichen Wetterprognosen an den Energiemärkten herumgereicht, welche die Prognosen erschweren. Schon die Möglichkeit neuer Kälte dürfte für Risikoaufläufe bei Gas, CO2 und Öl sorgen. Als weiterer Preistreiber für Energie kommt der Konflikt zwischen Iran und den USA hinzu, für den sich bislang keine Lösung abzeichnet.

Strom: Für den Samstag wurde beim Day-ahead ein Rückgang um 4,50 auf 109,50 Euro/MWh in der Grundlast gesehen. Die Spitzenlast verlor 5,50 auf 117,75 Euro/MWh. An der Börse wurde der Samstag mit 109,39 Euro/MWh im Base und mit 117,40 Euro/MWh im Peak bewertet. Am Donnerstag war der Freitag selbst im börslichen Handel mit 113,69 Euro in der Grundlast und 122,95 Euro/MWh in der Spitzenlast gehandelt worden.

Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte sich den Meteorologen von Eurowind zufolge in den kommenden Tagen moderat entwickeln. Erhöhte Beiträge von Wind und Solar sollen laut den Meteorologen von Eurowind nur am Montag und Dienstag anfallen. Danach dürfte die Einspeiseleistung deutlich zurückgehen. Bis zum Dienstag der neuen Woche ist laut Eurowind mit tendenziell rückläufigen Temperaturen zu rechnen. Von einer deutlichen Milderung ist dem Wetterdienst zufolge ab Donnerstag auszugehen.

Am langen Ende zeigte sich das Cal 27 trotz der Abgaben bei CO2 und Gas bis zum Nachmittag stabil und legte 0,02 auf 84,87 Euro/MWh zu.

CO2: Mit einem deutlichen Minus haben sich die CO2-Preise am Freitag präsentiert. Der Dec 26 verlor bis 13 Uhr 1,23 Euro auf 82,75 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 23,9 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 84,11 Euro, das Tief bei 82,45 Euro.

Händler verwiesen auf den hohen Überhang an Nettolongpositionen, der trotz des Rückgangs in der vergangenen Woche für die Verschärfung einer bearishen Tendenz am Markt sorgen kann. In der abgelaufenen Woche wurden 9,2 Millionen Zertifikate verauktioniert. Dank der zweiwöchigen polnischen Auktionen erhöht sich die Summe der zu versteigernden Zertifikate in der neuen Woche auf bis zu 10,8 Millionen. Ein weiterer bearisher Faktor am CO2-Markt dürften mildere Temperaturen in Südwesteuropa

sein, die sich in der neuen Woche einstellen sollen.

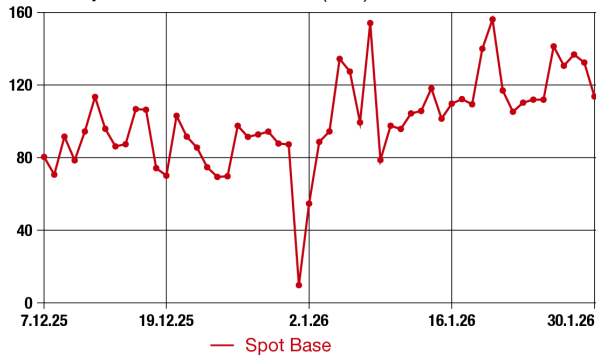
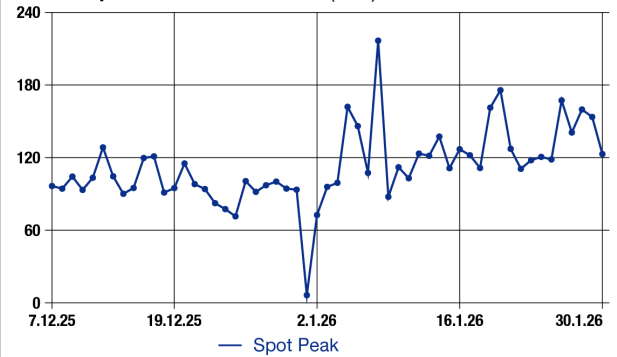
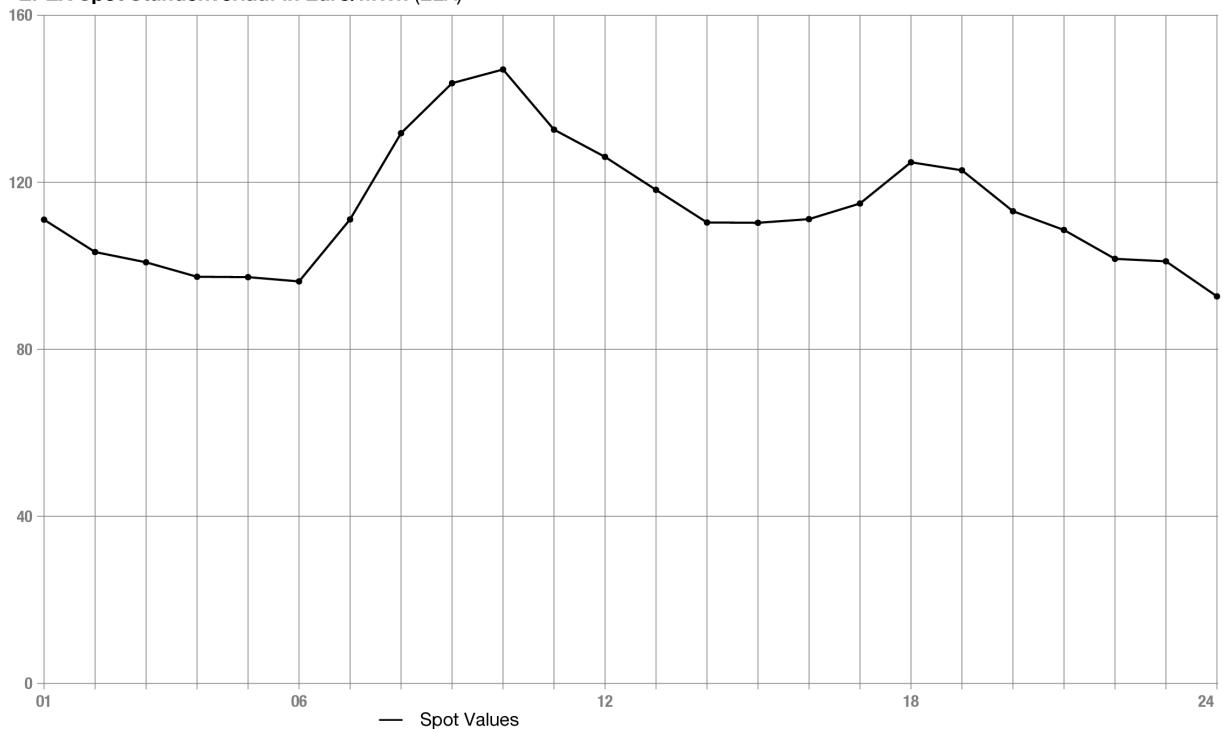
Erdgas: Leichter haben sich die europäischen Gaspreise am Freitag gezeigt. Der Frontmonat Februar am niederländischen TTF verlor in volatilem Geschäft an seinem letzten Handelstag bis gegen 13.30 Uhr 1,10 Euro auf 38,80 Euro/MWh. Der neue Frontmonat März sank bis 14.45 Uhr um 0,25 auf 38,20 Euro/MWh. Am deutschen THE verlor der Day-ahead um 0,925 auf 41,100 Euro je Megawattstunde.

Die Gaspreise stehen trotz der Abgaben weiter unter dem Eindruck der Spannungen zwischen den USA und Iran. Befürchtet wird eine Sperrung der Straße von Hormus, was auch LNG-Lieferungen Katars betreffen würde. Katar ist der zweitgrößte LNG-Exporteur der Welt und kommt für rund 19 Prozent des weltweiten Exportvolumens auf. Unterdessen haben allerdings die von Bloomberg ausgewiesenen Verschiffungen aus den US-LNG-Terminals nach dem wetterbedingten Einbruch am Montag fast wieder das durchschnittliche Niveau der ersten Januarhälfte erreicht.

Laut Daten der Denkfabrik Bruegel waren die LNG-Importe in die EU in den ersten 20 Tagen des laufenden Jahres immerhin 14 Prozent höher als im Vergleichszeitraum des Vorjahres. Höhere Importe würden ceteris paribus zu geringeren Entnahmen aus den Gasspeichern führen.

Bullish dürften sich auf die Gaspreise allerdings neue Wetterprognosen für Deutschland auswirken, die nun wieder eine etwas kühlere Witterung in Aussicht stellen. Laut dem US-Wettermodell werden die Temperaturen in Deutschland bis Mitte Februar kaum über Durchschnittswerte hinauskommen. Das Windaufkommen soll ab Mitte der neuen Woche sehr schwach ausfallen. // VON CLAUD-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:**Strom Spotmarkt****EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)**

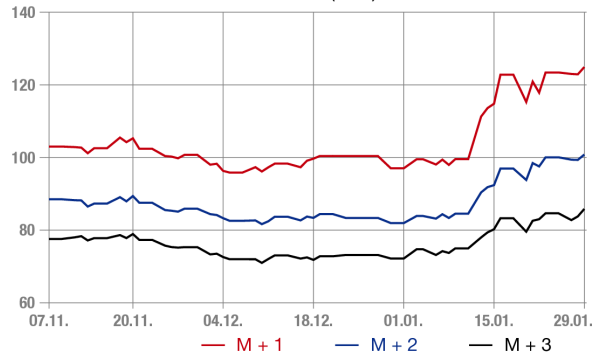
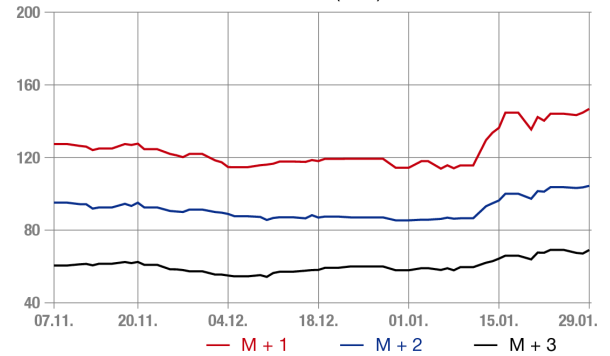
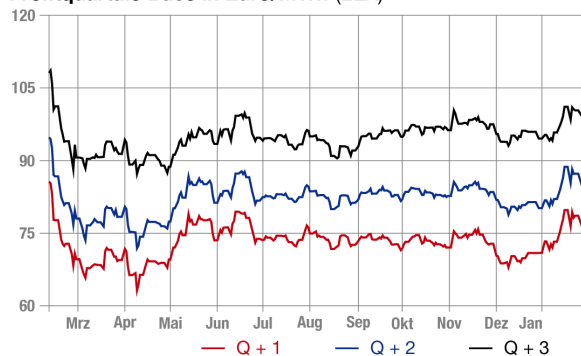
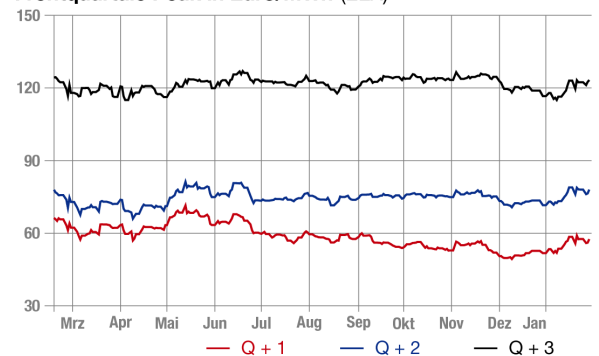
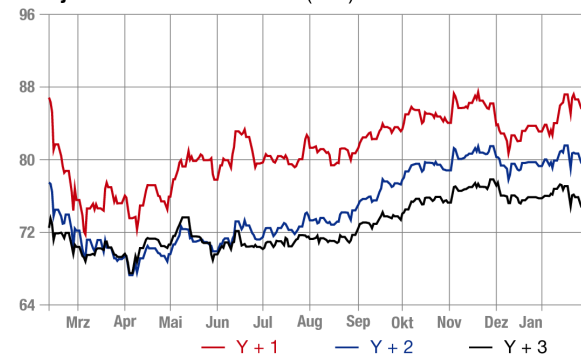
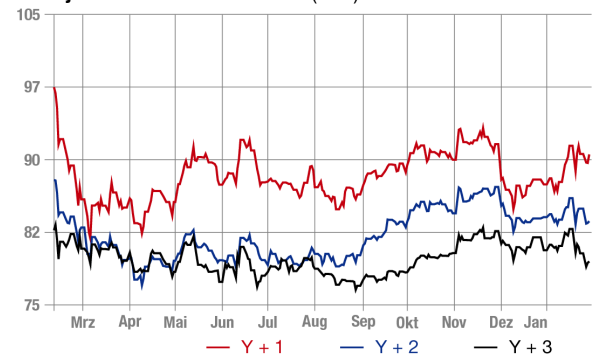
Strom Terminmarkt

Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.01.26	German Power Feb-2026	124,89
M2	29.01.26	German Power Mar-2026	100,80
M3	29.01.26	German Power Apr-2026	85,83
Q1	29.01.26	German Power Q2-2026	79,66
Q2	29.01.26	German Power Q3-2026	87,66
Q3	29.01.26	German Power Q4-2026	101,56
Y1	29.01.26	German Power Cal-2027	86,36
Y2	29.01.26	German Power Cal-2028	79,78
Y3	29.01.26	German Power Cal-2029	74,81

Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

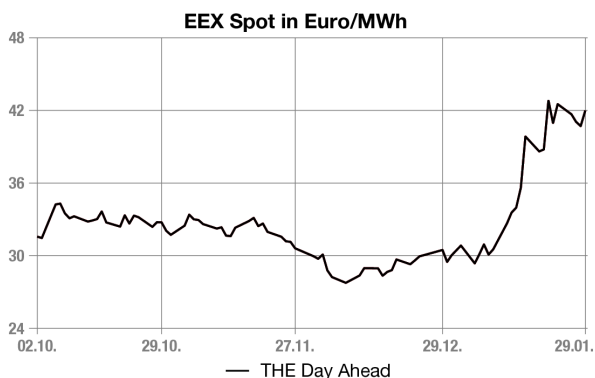
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.01.26	German Power Feb-2026	146,76
M2	29.01.26	German Power Mar-2026	104,39
M3	29.01.26	German Power Apr-2026	69,05
Q1	29.01.26	German Power Q2-2026	57,55
Q2	29.01.26	German Power Q3-2026	78,00
Q3	29.01.26	German Power Q4-2026	123,25
Y1	29.01.26	German Power Cal-2027	90,54
Y2	29.01.26	German Power Cal-2028	83,64
Y3	29.01.26	German Power Cal-2029	79,49

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)


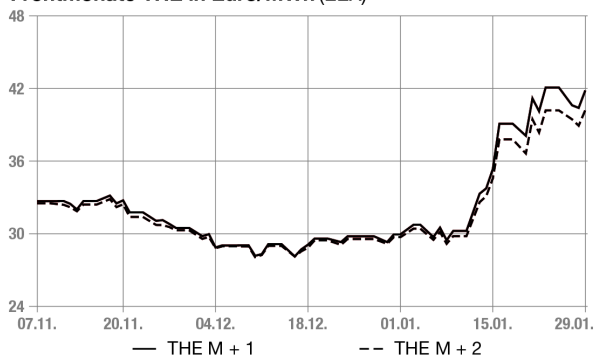
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

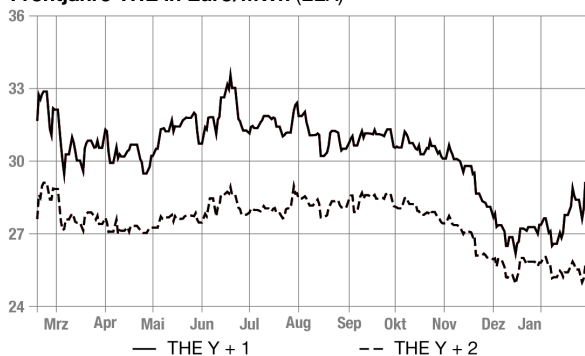
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.01.26	German THE Gas Feb-2026	41,84
M2	29.01.26	German THE Gas Mar-2026	40,21
Q1	29.01.26	German THE Gas Q2-2026	34,14
Q2	29.01.26	German THE Gas Q3-2026	32,56
S1	29.01.26	German THE Gas Win-2026	33,17
S2	29.01.26	German THE Gas Sum-2027	27,47
Y1	29.01.26	German THE Gas Cal 2027	29,14
Y2	29.01.26	German THE Gas Cal 2028	25,68



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	29.01.26	113,69	EUR/MWh
Germany Spot peak	29.01.26	122,95	EUR/MWh
EUA Feb 2026	29.01.26	82,30	EUR/tonne
Coal API2 Feb 2026	29.01.26	98,80	USD/tonne

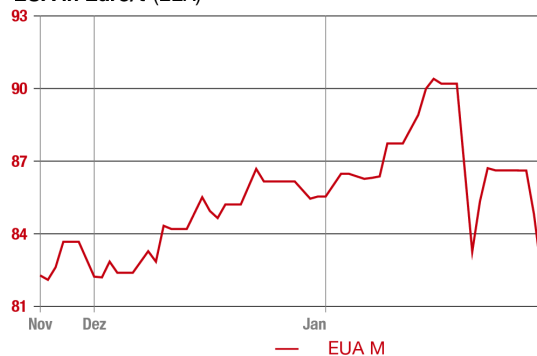
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	29.01.26	41,99	EUR/MWh
German THE Gas Feb-2026	29.01.26	41,84	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	29.01.26	29,14	EUR/MWh
Crude Oil Brent Mar-2026	29.01.26	70,71	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



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



Professur W 2 Solarenergie und Gebäudeautomation

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

15.12.2025



Projektingenieur (m/w/d) Elektrotechnik/Strom

MITNETZ STROM ist der größte regionale Verteilernetzbetreiber in Ostdeutschland. Wir suchen zum n...
in Taucha

vor 2 h

● Freie Mitarbeit ● Mitarbeiterrabatte



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

Für dich stehen Sicherheit und Innovation an erster Stelle? Gemeinsam mit deinen Kollegen gestaltest...
in Deutschland

vor 2 h

● Freie Mitarbeit ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Parkplatz / Mitarbeiterrabatte



Ingenieur:in Energiewirtschaft/ Energietechnik

Für dich stehen Sicherheit und Innovation an erster Stelle? Gemeinsam mit deinen Kollegen gestaltest...
in Deutschland

vor 2 h

● Freie Mitarbeit ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Parkplatz / Mitarbeiterrabatte

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.



Über E&M



E&M Anzeigen-Vertrieb



E&M Mediadaten



E&M Zeitung



E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

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

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

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

© 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:

