



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**139,35 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**78,85 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZITAT DES TAGES

„Ein Strommarkt ist nicht fair, wenn günstige Preise nur bei denjenigen ankommen, die regelmäßig Vergleichsportale prüfen und ihren Vertrag wechseln.“

STUDIEN

Öl-Importländer beschleunigen Energiewende

E-FAHRZEUGE

DC-Ladepunkte werden fünfmal häufiger genutzt

WASSERSTOFF

Tesa sichert sich Wasserstoff von EWE

Bastian Gierull, CEO von Octopus Energy Germany, stellte die Ergebnisse einer Umfrage unter Stromkunden vor. Demnach wechseln Haushalte mit geringerem Einkommen weniger oft den Stromanbieter.

Inhalt

TOP-THEMA

→ **POLITIK:** Reiche sieht wieder Wirtschaftswachstum

POLITIK & RECHT

- **POLITIK:** Mehr Verantwortung für Netzbetreiber gefordert
- **RECHT:** DUH will Gasbohrpläne im Heidekreis stoppen
- **STROMNETZ:** Sieben Vorschläge für schnellere Netzanschlüsse

HANDEL & MARKT

- **STUDIEN:** Öl-Importländer beschleunigen Energiewende
- **BIOMETHAN:** Hochlauf bleibt hinter Zielen zurück
- **WÄRME:** Grüne Fernwärme kostet weniger als fossile
- **WIRTSCHAFT:** Einkommen prägt Wechselverhalten
- **STATISTIK DES TAGES:** Monatlicher Heizölpreis in Deutschland bis 2026

TECHNIK

- **E-FAHRZEUGE:** DC-Ladepunkte werden fünfmal häufiger genutzt

- **STROMNETZ:** 50 Hertz baut Umspannwerk Wustermark aus
 - **SMART GRID:** Beegy bindet HEMS an Direktvermarktung an
 - **ABWÄRME:** Rechenzentrum liefert Wärme für Neu-Isenburg
-

UNTERNEHMEN

- **WASSERSTOFF:** Tesa sichert sich Wasserstoff von EWE
 - **WINDKRAFT ONSHORE:** Abo Energy und Stadtwerke Tübingen verlieren Windpark-Projekt
 - **SMART METER:** PPC testet EEBUS-Verfahren für den Steuerrollout
 - **SPEICHERGESCHÄFT:** Juwi übernimmt sechs weitere Batteriespeicher
 - **PERSONALIE:** OMV-Manager wechselt in den Vorstand der Verbund AG
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Wegen Einspeicherns? Gasnotierungen ziehen weiter an
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Reiche sieht wieder Wirtschaftswachstum



Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche im Bundestag. Quelle: Susanne Harmsen

POLITIK. Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) sieht Deutschland wieder auf Wachstumskurs und erwartet trotz niedriger Speicherstände eine sichere Gasversorgung im Winter.

Deutschland ist nach Einschätzung von Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) auf einen Wachstumspfad zurückgekehrt. In einer Regierungsbefragung im Deutschen Bundestag am 7. Oktober sagte Reiche, sie rechne mit einem Wirtschaftswachstum von etwa einem Prozent. Zugleich sieht sie die Gasversorgung für den kommenden Winter trotz vergleichsweise niedriger Speicherstände als gesichert an.

Reiche führt die erwartete wirtschaftliche Erholung unter anderem auf Entlastungen bei den Energiepreisen zurück. Insgesamt habe die Bundesregierung die Energiekosten um 8 Milliarden Euro gesenkt. Hinzu kämen schnellere Genehmigungsverfahren und der Abbau von Bürokratie. Ihr Ziel bleibe, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis 2030 auf 80 Prozent zu erhöhen und gleichzeitig die Kosten der Energieversorgung zu senken.

Gasversorgung gesichert

Auch bei der Gasversorgung sah die Ministerin im Vorfeld der Befragung keinen Anlass zur Sorge. Zwar seien die Speicherstände derzeit vergleichsweise niedrig. Nach Angaben Reiches befinde sich aber bereits mehr Gas in den Speichern, als Deutschland selbst im kältesten bisher verzeichneten Jahr verbraucht habe. Vor dem Hintergrund möglicher unvorhergesehener Ereignisse will das Bundeswirtschaftsministerium dennoch zusätzliche Vorkehrungen treffen.

Dazu soll eine strategische Reserve für die Gasspeicher ausgeschrieben werden. Die bundeseigenen Gasimporteure Uniper und Securing Energy for Europe (Seferis) hätten dem Ministerium zudem mitgeteilt, dass sie weitere Gasmengen einspeichern.

Darüber hinaus habe das Ministerium Langfristoptionen ausgeschrieben, um zusätzliche Gasmengen für den Winter abzusichern. Reiche begründete die Maßnahmen mit den gestiegenen Risiken für die Energieversorgung. Angesichts zunehmender Bedrohungen sei es sinnvoll, „neben dem Gürtel auch Hosenträger vorzuhalten“, so Reiche.

Bei der Frage nach bezahlbaren Heizungen verwies Reiche auf die Förderung von Wärmepumpen und die Dekarbonisierung der Fernwärme. Die Umstellung der Wärmeversorgung werde jedoch Zeit benötigen, sagte sie. Bis dahin bleibe Deutschland von den Preisen für Erdöl und Erdgas auf den Weltmärkten abhängig. Diese seien wegen geopolitischer Konflikte derzeit hoch.

In der Regierungsbefragung äußerte sich auch Bundesverkehrsminister Steffen Bilger (CDU) zu den Vorhaben seines Ressorts. Er kündigte unter anderem einen jährlichen Infrastrukturplan an, der verlässliche Ziele für die Entwicklung und Sanierung der Verkehrsinfrastruktur enthalten soll. Bund und Länder würden das Deutschlandticket weiterhin mit drei Milliarden Euro pro Jahr unterstützen.

Verbände kritisieren Umgang mit Erneuerbaren

Parallel zur Regierungsbefragung sorgte die Neuordnung im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) für Kritik bei den Verbänden der erneuerbaren Energien. Das Ministerium hatte das für Wind-, Solar- und Transformationsindustrien zuständige Referat zum 2. Oktober aufgelöst.

Verbände unter dem Dach des Bundesverbandes Erneuerbare Energie (BEE) kritisierten die Entscheidung. BEE-Präsidentin Ursula Heinen-Esser warnte vor zusätzlichen Unsicherheiten für die Branche. Die Verbände sehen insbesondere die laufenden Diskussionen über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das geplante Netzanschlusspaket als Belastung für Investitionen.

„Die Auflösung des Referats komme zur Unzeit“, erklärte die Verbandsvertreterin. Nach Angaben der Verbände arbeiten mehr als 436.000 Menschen in der Branche. Sie warnen deshalb vor Auswirkungen auf Beschäftigung und Wettbewerbsfähigkeit. Die Bundesregierung müsse aus ihrer Sicht verlässliche Rahmenbedingungen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien schaffen.

Demonstration angekündigt

Der BEE will die Kritik am Kurs der Bundesregierung auch auf die Straße tragen. Gemeinsam mit Verbänden, Unternehmen, Umweltorganisationen sowie Vertretern aus Kommunen ruft der Verband für Freitag, den 9. Oktober, in Berlin zur Demonstration „Erneuerbare Energien: Ausbauen statt Ausbremsen!“ auf. Im Mittelpunkt stehen die geplanten Änderungen am EEG und am Netzpaket.

Aus Sicht des BEE entscheiden diese Vorhaben auch darüber, ob Investitionen, Wertschöpfung und Beschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien weiter wachsen können. Der Verband vertritt dabei die Position, dass Wirtschaftswachstum und Klimaschutz durch den Ausbau erneuerbarer Energien miteinander verbunden werden können. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ABWARTEN UND
TEE TRINKEN, WÄHREND DIE
FAHRPLÄNE
VERSENDET WERDEN.

JETZT TERMIN
VEREINBAREN >

ENERGIE IST UNSERE KOMPETENZ.
SOFTWARE IST UNSERE LEIDENSCHAFT.
WIR SIND ZUVERLÄSSIGE PARTNER.

Soptim



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / canadastock

Mehr Verantwortung für Netzbetreiber gefordert

POLITIK. Der Energieausschuss des Bundestags hat Sachverständige zum Netzpaket der Bundesregierung angehört. Die Stiftung Klimaneutralität fordert eine Frist für den Abbau von Engpässen.

Der Energieausschuss des Deutschen Bundestages hat am 7. Oktober Sachverständige zum geplanten Netzpaket angehört. Im Mittelpunkt stand der Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Synchronisierung von Anlagen- und Netzausbau sowie zur Verbesserung der Netzanschlussverfahren. Zudem wurden Anträge von Bündnis 90/Die Grünen und der Fraktion Die Linke beraten.

Die Stellungnahmen zeigen unterschiedliche Einschätzungen zu den geplanten Regeln für knappe Netzkapazitäten. Der Bundesverband Windenergie (BWE) warnt vor negativen Folgen für die Finanzierung neuer Windenergieprojekte. „Die zusätzlichen Ausschreibungsmengen von 12.000 MW bleiben wirkungslos, wenn Projekte nicht finanziert und umgesetzt werden können“, warnte Präsidentin Bärbel Heidebroek.

Kritisch sieht der BWE insbesondere das Zusammenspiel von Redispatch-Vorbehalt, Wirkleistungsbegrenzung, Änderungen am Referenzertragsmodell und geplanten Regelungen im AgNes-Prozess. Sie könnten zusammen jährliche Energieverluste von mehr als 25 Prozent verursachen. Der BWE fordert unter anderem, den Redispatch-Vorbehalt zu streichen und die Datengrundlage für die Ausweisung kapazitätslimitierter Netzgebiete offenzulegen.

Zustimmung für das Paket

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) bewertet Teile des Entwurfs dagegen positiv. Er unterstützt unter anderem die technologiespezifische Ermittlung von Redispatch-Raten sowie die Begrenzung der Anschlussleistung für neue Wind- und Photovoltaikanlagen. Für die begrenzte Anschlussleistung fordert der VKU allerdings eine Übergangsregelung, damit bereits fortgeschrittene Projekte nicht beeinträchtigt werden. Zudem sollten blockierte Anschlusskapazitäten zurückgewonnen und die Transparenz über verfügbare Netzkapazitäten verbessert werden.

Die Bundesvereinigung der kommunalen Spitzenverbände kritisiert dagegen eine aus ihrer Sicht zu starke Konzentration auf die Bewirtschaftung knapper Netzkapazitäten. Bestehende Engpässe sollten nicht überwiegend über Priorisierung und Begrenzung von Anschlüssen bewältigt werden.

Der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) fordert eine ausdrückliche Berücksichtigung von Transformations- und Elektrifizierungsprojekten bei der Vergabe knapper Netzanschlusskapazitäten. Der Verband will zudem regionale Kontingente für industrielle Anschlussbegehren ermöglichen. Eine nach fünf Jahren mögliche Reduzierung vorgehaltener Anschlussleistung lehnt der VIK wegen möglicher Folgen für Investitionsvorhaben ab.

Netzbetreiber fordern Anschlussregeln

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber verweisen auf eine weiter steigende Nachfrage nach Netzanschlüssen. Sie haben nach eigenen Angaben zum 1. April 2026 ein Reifegradverfahren eingeführt, das das bisherige Windhundprinzip ersetzt. Anschlussbegehren werden dabei unter anderem anhand von Planungs- und Genehmigungsfortschritt sowie gesichertem Standort und gesicherter Finanzierung bewertet.

Nach Angaben der ÜNB liegen inzwischen Anschlusszusagen für Großbatteriespeicher mit einer Gesamtleistung von über 70.000 MW auf Übertragungsnetzebene vor. Hinzu kämen mindestens rund 30.000 MW auf Verteilnetzebene.

Die ÜNB sehen deshalb weiteren politischen Regelungsbedarf und schlagen unter anderem technologiespezifische Anschlusskontingente, eine Ausweitung flexibler Netzanschlussvereinbarungen sowie erleichterte Mehrfachnutzungen von Netzanschlüssen und Schaltfeldern vor.

Netzbetreiber an Abregelung beteiligen

Die Stiftung Klimaneutralität kritisiert, dass das Netzpaket zwar für neue Wind- und Solaranlagen in überlasteten Gebieten einen Verzicht auf einen Teil der Entschädigung bei Abregelungen vorsieht, den Netzbetreibern aber keine Frist für den Abbau der Engpässe setzt. Der sogenannte Redispatch-Vorbehalt soll für bis zu sechs Jahre ausgewiesene kapazitätslimitierte Netzgebiete gelten; der Verzicht auf Entschädigung ist auf 20 Prozent der Jahreserzeugung begrenzt.

Nach Angaben der Stiftung kostete das Engpassmanagement 2025 rund 3,1 Milliarden Euro. Rund 35 Prozent der abgeregelten erneuerbaren Strommenge seien auf Engpässe im Verteilnetz zurückgegangen. Zugleich gebe es rechtliche Bedenken gegen den Redispatch-Vorbehalt. Mehrere Gutachten bezweifelten dessen Vereinbarkeit mit dem EU-Recht.

Die Stiftung schlägt deshalb vor, Netzbetreiber nach sechs Jahren an den Kosten zu beteiligen, um die Beseitigung der Engpässe anzureizen. „Wer Engpässe ausweisen darf, muss sie auch beseitigen“, erklärte Rainer Baake, Gründer der Stiftung Klimaneutralität. Ein von der Stiftung beauftragtes Gutachten der Kanzlei W2K komme zum Ergebnis, dass eine solche Kostenverantwortung der Netzbetreiber mit EU- und Verfassungsrecht vereinbar sei.

Das **Rechtsgutachten der Kanzlei W2K** im Auftrag der Stiftung Klimaneutralität steht zum Download bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



genua.

**Schützen,
was uns verbindet.**

IT-Security-Lösungen für eine resiliente Energieversorgung.
Made in Germany. Für unsere digitale Souveränität.

Jetzt handeln >>

DUH will Gasbohrpläne im Heidekreis stoppen



Quelle: Fotolia / vege

RECHT. Die Deutsche Umwelthilfe und ein Aktionsbündnis gehen gegen die geplante Ausweitung der Gasförderung im Heidekreis in Niedersachsen vor. Sie kritisieren fehlende Umweltprüfungen.

Die Deutsche Umwelthilfe (DUH) und das „Aktionsbündnis gegen Gasbohren Bad Fallingbommel“ haben Widerspruch gegen die geplante Ausweitung der Gasförderung im niedersächsischen Heidekreis eingelegt. Der Widerspruch richtet sich gegen den Hauptbetriebsplan des kanadischen Konzerns Vermilion, den das Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) zugelassen hat, wie die DUH mitteilt.

Vermilion plant nach Angaben der Umweltschützer eine Ausweitung der Gasbohrungen im „Bewilligungsfeld“ Wisselshorst. Das Bewilligungsfeld Wisselshorst misst laut LBEG rund 2,5 Quadratkilometer und erstreckt sich auf einer quadratischen Fläche südöstlich des Walsroder Ortsteils Kroege, rund drei Kilometer nördlich von Bad Fallingbommel im Landkreis Heidekreis. Das geologische Landesamt hatte der in Hannover ansässigen Deutschland-Tochter der Kanadier dieses Bewilligungsfeld zugeteilt. Die DUH vermutet, dass Vermilion die gesetzliche Pflicht zu einer Umweltverträglichkeitsprüfung umgehen könnte.

Vermilion plant auf dem Areal zwei „Teilfeldsuchbohrungen“, sie tragen die Kürzel Z2 und Z3. Das LBEG hatte im Juli dieses Jahres nach einer Umweltverträglichkeitsvorprüfung beschieden, dass eine Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) für das Vorhaben nicht erforderlich sei.

Schwellenwert von 500.000 Kubikmetern pro Tag

Hintergrund: Vermilion will den Antragsunterlagen zufolge die im Falle einer erfolgreichen Erkundung das Gesamtfördervolumen der Wisselshorst-Bohrungen auf maximal 500.000 Kubikmeter Gas pro Tag begrenzen. Die 500.000 Kubikmeter markieren einen Schwellenwert, ab dem ein anderes Genehmigungsregime mit UVP greift.

Z2 und Z3 schließen Z1 und Z1a an. Z1 wurde im Jahr 1997 in mehr als 4,5 Kilometern Tiefe in die Sandsteine des Rotliegenden – ein 260 bis 300 Millionen Jahre alter Trägerhorizont für Erdgas in

Deutschland – gebohrt. Das Vorkommen erwies sich aber als zu gering. Die Folgebohrung Z1a, die den Untergrund etwa 1,5 Kilometer südöstlich der alten Bohrung erreichte, war erfolgreich.

Es sei zu vermuten, „dass Vermilion die gesetzliche Pflicht zur Umweltverträglichkeitsprüfung dadurch umgehen will, dass zunächst eine Förderung von maximal 500.000 Kubikmetern pro Tag beantragt wurde, obwohl die tatsächlichen Förderpläne diesen Umfang schnell übersteigen könnten“, schreibt die DUH.

Umweltverträglichkeitsprüfung im Nachhinein

Vom Tisch ist die UVP nicht, sie wäre gegebenenfalls nachträglich zu erbringen. Im September dieses Jahres hat das LBEG beim Gasprojekt Weißenmoor die Erhöhung der Förderung an die UVP geknüpft. Dort fördert Harbour Energy aus drei Bohrungen zusammen konstant mit gedrosselten 500.000 Kubikmetern pro Tag. Das Unternehmen will die Gasförderung erhöhen und hat den Rahmenbetriebsplan gemäß Bundesberggesetz beim LBEG eingereicht. „Die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) ist gemäß § 52 Absatz 2a BBergG Bestandteil der Prüfung des obligatorischen Rahmenbetriebsplanes, der vom Antragsteller aufzustellen ist und für dessen Zulassung ein Planfeststellungsverfahren nach Maßgabe des § 57a BBergG durchgeführt wird“, führt die Fachbehörde aus.

DUH-Bundesgeschäftsführer Sascha Müller-Kraenner kritisiert die geplante Gasförderung auch mit Blick auf die niedersächsischen Klimaziele. „Neue Gasbohrungen sind klimapolitisch aus der Zeit gefallen und setzen Mensch und Umwelt unnötigen Risiken aus.“ Müller-Kraenner verweist zudem darauf, dass Niedersachsen gesetzlich verpflichtet sei, bis 2040 klimaneutral zu werden. Gasbohrungen mit einer üblichen Förderdauer von 20 bis 30 Jahren stünden im Widerspruch zu diesem Ziel. (mf)

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Sieben Vorschläge für schnellere Netzanschlüsse



Quelle: Jonas Rosenberger

STROMNETZ. Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft schlägt sieben Maßnahmen vor, um Netzengpässe zu bewältigen und den Anschluss von Erneuerbaren und Speichern zu erleichtern.

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE) hat sieben Vorschläge vorgelegt, mit denen sich Erzeugung und Netzausbau aus seiner Sicht besser aufeinander abstimmen lassen. Der Verband lehnt den geplanten Redispatch-Vorbehalt ab und warnt vor höheren Risiken für neue Wind- und Solarparks. Stattdessen setzt er unter anderem auf einen verlässlichen Netzanschlusserfordernis, mehr Transparenz bei Netzkapazitäten und eine stärkere Einbindung von Speichern.

Der Verband verweist für seine Kritik auch auf Unternehmen wie RWE. Laut einer Analyse des BNE könnte der Regierungs-Vorschlag zu Fehlanreizen führen. Insbesondere der Energieversorger Eon, der das Modell befürwortet, würde davon profitieren. Für neue Erneuerbaren-Projekte würden dagegen zusätzliche Risiken bei Netzanschluss und Finanzierung entstehen.

Sieben Vorschläge

Der BNE plädiert deshalb für einen **gesetzlichen Anspruch auf Netzanschluss** für neue Erneuerbaren-Anlagen. Dieser soll auch bei knappen Netzkapazitäten gelten und nicht durch individuelle Verträge mit schwer kalkulierbaren Risiken ersetzt werden. Speicher, die gemeinsam mit einer Erneuerbaren-Anlage denselben Netzanschlusspunkt nutzen, sollen ebenfalls vom Netzanschlussvorrang profitieren.

Als zweiten Ansatz nennt der Verband eine **systemdienliche Spitzenkappung**. Wenn Anlagen ihre maximale Einspeiseleistung begrenzen, sollen die dadurch frei werdenden Kapazitäten für weitere Netzanschlüsse genutzt werden. Netzbetreiber müssten die reduzierte Einspeiseleistung nach Vorstellung des BNE daher verbindlich in Netzplanung und Anschlussprüfungen berücksichtigen.

Eine größere Rolle sollen außerdem **Speicher** übernehmen. Statt Wind- und Solarstrom bei Netzengpässen abzuregeln, soll der Strom nach Möglichkeit zunächst in Speicher fließen. Speicher an Erneuerbaren-Anlagen sollten laut BNE zudem Netzstrom aufnehmen dürfen, etwa bei einem Überschuss an Windstrom. Damit ließe sich die vorhandene Netzinfrastruktur besser auslasten und zusätzliche Flexibilität nutzen.

Baukostenzuschuss statt Redispatch-Vorbehalt

Auch bei **Baukostenzuschüssen** sieht der Verband Reformbedarf. Diese seien bei der Finanzierung besser kalkulierbar als ein Redispatch-Vorbehalt, könnten bei zu hoher Belastung aber ebenfalls Investitionen verhindern oder den Förderbedarf erhöhen. Bundesweit einheitliche und diskriminierungsfreie Vorgaben sollten gelten. Baukostenzuschüsse, Kosten aus dem Financial Connection Agreement (FCA) und mögliche Belastungen durch den Redispatch-Vorbehalt dürften sich nicht kumulieren. Bei der Wahl des wirtschaftlich günstigsten Netzanschlusspunkts sollten die Baukostenzuschüsse berücksichtigt werden.

Mehr Transparenz soll Projektierern zudem helfen, verfügbare Netzkapazitäten besser einzuschätzen. Nach Vorstellung des BNE sollten freie und reservierte Kapazitäten, verfügbare Anschlussfelder in Umspannwerken sowie geplante Ausbau- und Fertigstellungstermine bei berechtigtem Interesse zugänglich sein. Der Verband fordert außerdem Transparenz über Schaltfelder, da diese teilweise nicht vollständig ausgelastet seien und zusätzliche Erzeuger, Speicher oder Lasten aufnehmen könnten.

Schneller Netzausbau

Beim **Netzausbau** fordert der BNE kürzere Umsetzungszeiten. Geplante Einspeisenetze, über die mehrere Anlagen gemeinsam angeschlossen werden, dürften nicht zu sogenannten Wartenetzen werden. Spätestens 24 Monate nach der Zuweisung sollten sie nach Vorstellung des Verbands fertiggestellt sein. Verzögert sich der Bau, sollten Projektierer selbst bauen oder die Kosten vorfinanzieren können. Eine spätere Erstattung oder Verrechnung mit Baukostenzuschüssen soll dies ermöglichen.

Als siebten Punkt schlägt der Verband ein **Recht auf einen flexiblen Netzanschluss** im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vor. Für Erneuerbaren-Anlagen und Speicher am gemeinsamen Netzanschlusspunkt sollten demnach verbindliche Regeln für eine Überbauung sowie für die Nutzung und die Pflichten von Projektierern und Netzbetreibern gelten.

„Ein Netzengpass ist zuallererst ein Arbeitsauftrag an den Netzbetreiber“, sagt Robert Busch, Geschäftsführer des BNE. Wer Erzeugung und Netze synchronisieren wolle, müsse Netze digitalisieren und ausbauen und zugleich Speichern ermöglichen, ihre Flexibilität einzusetzen. Die sieben Vorschläge des Verbands zeigten, wie dafür ein geeigneter Rechtsrahmen geschaffen werden könne. Nun sei der Bundestag gefordert, die Ursachen der Netzengpässe anzugehen und damit Investitionen in neue Erzeugungsanlagen und weitere Bereiche der Wirtschaft zu erleichtern, so Busch. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT

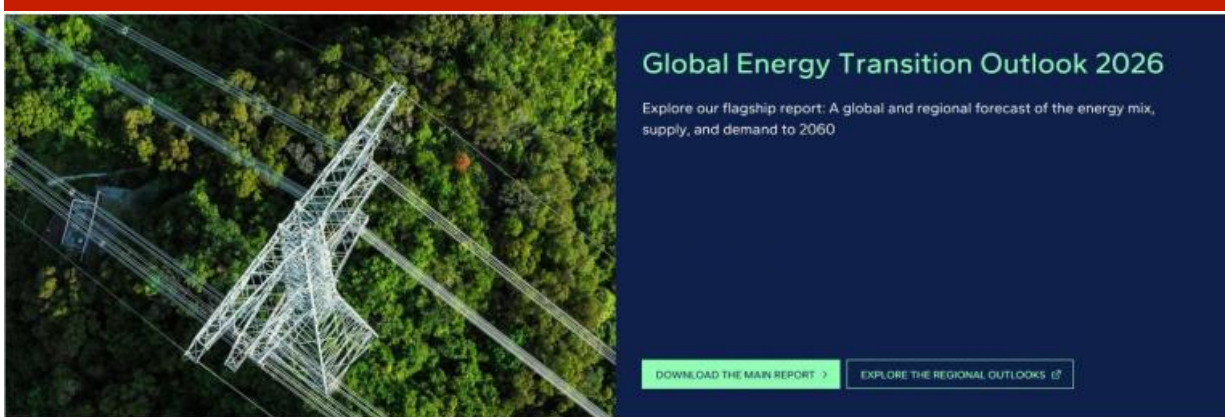


TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Globaler Energiewende Ausblick. Quelle: DNV

Öl-Importländer beschleunigen Energiewende

STUDIEN. Energieimporteure bauen wegen geopolitischer Risiken erneuerbare Energien dreimal schneller aus als Exporteure. Dies konstatiert der Ausblick zur globalen Energiewende von DNV.

Die Störungen der Energieversorgung über die Straße von Hormus verändern laut DNV die Dynamik der Energiewende. Länder, die Energie importieren, bauen Kapazitäten für nicht-fossile Energien derzeit deutlich schneller aus als Exportländer. Das geht aus der zehnten Ausgabe des „Energy Transition Outlook“ des norwegischen Risiko- und Beratungsunternehmens DNV hervor.

In den vergangenen fünf Jahren stieg der Anteil nicht-fossiler Energien am Primärenergiemix importierender Regionen um 2,2 Prozentpunkte, in exportierenden Regionen nur um 0,7 Prozentpunkte. China, Indien und Europa haben damit gemeinsam mehr als dreimal so schnell auf nicht-fossile Energien umgestellt wie der Nahe Osten, Nordamerika und Russland.

DNV führt die Entwicklung vor allem auf das Bestreben der Importländer zurück, ihre Abhängigkeit von Öl und Gas durch Elektrifizierung zu reduzieren. Die Störungen rund um die Straße von Hormus hätten diesen Anreiz verstärkt. Fossile Energieexporteure reagierten dagegen mit höheren Investitionen und mehr Produktion. Dadurch vergrößere sich die Kluft beim Tempo der Energiewende zwischen importierenden und exportierenden Regionen.

Ölnachfrage könnte dauerhaft sinken

Für die fossile Energiewirtschaft sieht DNV dadurch langfristig höhere Nachfragerisiken. In seiner aktuellen Prognose erwartet das Unternehmen, dass der Nahe Osten im Jahr 2050 rund 40 Prozent der weltweiten Ölproduktion stellt. In der Ausgabe des Vorjahres hatte DNV noch mit einem Anteil von 50 Prozent gerechnet.

„Die Energiesicherheit zeichnet die Landkarte der Energiewende neu“, sagte Ditlev Engel, CEO Energy Systems bei DNV. Importabhängige Regionen forcierten Elektrifizierung sowie erneuerbare Energien und Speicher, um ihre Abhängigkeit von fossilen Brennstoffmärkten zu verringern. Energie werde zunehmend als kritische Infrastruktur betrachtet.

Solar und Speicher gewinnen an Gewicht

Neben geopolitischen Faktoren hebt DNV die unterschiedlichen Kostenentwicklungen der Technologien hervor. Sinkende Kosten beschleunigten den Ausbau von Photovoltaik, Onshore-Windkraft und Batteriespeichern und verdrängten fossile Energieträger zunehmend aus der Stromerzeugung. Die installierte Batteriekapazität habe sich innerhalb von fünf Jahren verfünffach.

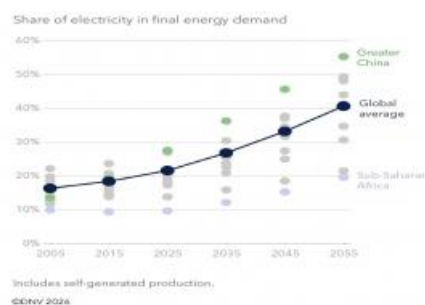
Bei Technologien für schwer elektrifizierbare Bereiche sieht DNV dagegen eine wachsende Lücke. Wasserstoff und Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ (CCS) setzt DNV in der Langfristprognose deutlich niedriger an als im Vorjahr. Die Prognosen für Wasserstoff und CCS liegen jeweils 29 beziehungsweise 15 Prozent niedriger.

Für die Kernkraft erwartet DNV ein Wachstum der installierten Leistung im kommenden Jahrzehnt um 30 Prozent und bis 2060 um 170 Prozent. „Angetrieben durch Solar- und Windkraft sowie zunehmend durch Batteriespeicher, entwickelt sich Elektrizität zum klaren Gewinner der Energiewende“, sagte Sverre Alvik, Leiter der Energiewendeforschung bei DNV.

Rechenzentren erhöhen Strombedarf

Zusätzlichen Strombedarf erwartet DNV durch den Ausbau künstlicher Intelligenz (KI). Der weltweite Stromverbrauch von Rechenzentren soll von rund 400 TWh im Jahr 2025 auf 1.100 TWh im Jahr 2030 steigen. DNV erwartet zudem, dass KI-Anwendungen 2031 die herkömmlichen Arbeitslasten in Rechenzentren beim Stromverbrauch überholen.

Bis 2040 entfällt auf Rechenzentren einschließlich KI-Infrastruktur allerdings ein geringerer Anteil des zusätzlichen weltweiten Strombedarfs als auf das Laden von Elektrofahrzeugen oder die Gebäudekühlung. Regional konzentriert sich der Zuwachs zunächst auf Nordamerika. Dort könnten Rechenzentren bis 2030 rund ein Drittel des zusätzlichen Stromerzeugungsbedarfs ausmachen. In China fällt der Beitrag nach DNV deutlich geringer aus.



Anteil von Strom am Gesamtenergiebedarf bis 2055 -
(zur Vergrößerung bitte auf die Grafik klicken)
Quelle: DNV

2,3 Grad Erwärmung bis 2100

Trotz des beschleunigten Ausbaus erneuerbarer Energien und der zunehmenden Elektrifizierung reicht der derzeit absehbare Entwicklungspfad laut DNV nicht aus, um die Ziele des Pariser Abkommens zu erreichen. Das Unternehmen erwartet, dass die energiebedingten Emissionen bis zur Mitte des Jahrhunderts um 44 Prozent gegenüber dem heutigen Niveau sinken.

Damit bewege sich die Welt auf einen Erwärmungspfad von 2,3 Grad Celsius zu. Netto-Null-Emissionen erwartet DNV erst in den 2090er Jahren. Auch dieser Zeitpunkt sei unsicher, da dafür Technologien wie Direct Air Capture großflächig eingesetzt werden müssten.

Der „Energy Transition Outlook“ ist die zentrale Prognose von DNV zur Entwicklung des globalen Energiesystems. An der Prognose arbeiten nach Angaben des Unternehmens mehr als 150 DNV-Experten sowie externe Fachleute mit. Das Dokument steht in englischer Sprache gegen Registrierung zum Download bereit. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Energie & Management
WEBINAR

Was Netzbetreiber von der Verteidigung lernen können:

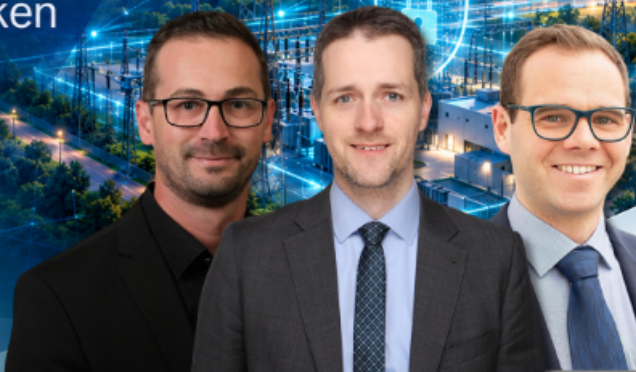
Schutz von Umspannwerken mit msg.MOEWE


26.11.2026


14:00 Uhr


Online

[Jetzt kostenfrei anmelden >](#)

Hochlauf bleibt hinter Zielen zurück



Quelle: Fotolia / Wolfgang Jargstorff

BIOMETHAN. Über Angebot und Nachfrage von veredeltem Biogas haben Analysten von Argus und eine Expertin der Herkunftsnachweis-Registerorganisation AIB Auskunft gegeben.

Der Rohstoffanalyst Argus erwartet bis 2030 eine Verdopplung der Investitionen in Biomethan innerhalb der EU auf ein umgerechnetes Produktionsvolumen von 20 Milliarden Kubikmetern. Damit werde die Biogaswirtschaft das unionsweite Ausbauziel von 35 Milliarden Kubikmetern verfehlen, sagte Argus-Biomethananalystin und -beraterin Deniz Duman am 6. Oktober in einem Webinar.

Im Jahr 2025 hatte Frankreich Deutschland als größten Produzenten Europas überholt: Es erreichte erstmals eine Produktionsmenge im zweistelligen Milliarden-kWh-Bereich und landete bei 13 Milliarden kWh. Deutschland erzeugte gut 10 Milliarden kWh. Weitere große Erzeuger von Biogas, das auf Erdgasqualität veredelt und ins entsprechende Netz eingespeist wird, sind Dänemark und Großbritannien (je 7 Milliarden kWh) sowie Italien (knapp 6 Milliarden kWh).

Das deutsche Biomethan wird in aller Regel im Inland verbraucht. Deutschland gehört jedenfalls weder zu den Top-Four-Exporteuren noch zu den vier größten Importeuren Europas. Am meisten Biomethan unter den 16 von Argus beobachteten nationalen Märkten führten die Niederlande aus, gefolgt von Frankreich, Litauen und Spanien. Am meisten Bioerdgas aus dem Ausland nahmen Spanien und dann Finnland, die Schweiz sowie Tschechien ab.



Referierten: Deniz Duman und unten von links Justin Colley, Lawrence Templeton (alle von Argus) sowie Katrien Verwimp (AIB)
Quelle: Georg Eble, Argus

Sinn von Herkunftsnachweisregistern

Um die grünen Eigenschaften von Biomethan zu erhalten und zu vermarkten, nachdem es sich im Gasnetz mit fossilem Erdgas vermischt hat, werden diese als elektronische Herkunftsnachweise vom Rohstoff getrennt und am Ende der Verkaufskette wieder mit ihm zusammengefügt. Im Falle eines Exports transferiert der Verkäufer die durch die Einspeisung und Registrierung erworbenen HKN von seinem nationalen HKN-Register in das Konto des Käufers in dessen nationalem HKN-Register - sofern diese miteinander verbunden sind.

So kamen von Januar bis September knapp 2,4 Milliarden kWh Exportvolumen innerhalb Europas zustande, berichtete die Strategiekoodinatorin der europäischen HKN-Registervereinigung AIB, Katrien Verwimp. Deutschland ist zwar, was Ökostrom betrifft, über das Umweltbundesamt (UBA) Mitglied von AIB, nicht aber von dessen „Gas and Hydrogen Scheme“ von HKN über Biomethan und grünen Wasserstoff.

Deutschland noch von den meisten Nachbarn abgeschnitten

Solche HKN verwaltet derzeit hierzulande die Deutsche Energie-Agentur (Dena) in ihrem „Biogasregister“. Dieses ist aber mit keinem der deutschen Nachbarstaaten verbunden, weil es dem European Renewable Gas Registry (ERGaR) angehört. Parallel baut das UBA ein behördliches Gasregister auf, das erst 2028 zum AIB Gas and Hydrogen Scheme stoßen soll. Die Scharfschaltung würde den Biomethan-Austausch Deutschlands mit allen Nachbarn ermöglichen außer Dänemark, Polen und Tschechien. Richtung Polen fehlt es schon überhaupt an einem Nachhaltige-Gase-Register, ging aus einer Präsentation Verwimps hervor.

Dem ERGaR gehen derzeit über die Dena hinaus nur Register in Österreich und der Schweiz sowie der dänische Ferngasnetzbetreiber Energinet an, was die deutschen Nachbarn angeht.

HKN abschaffen?

Die AIB-Frau machte auf den Unterschied zwischen Nachhaltigkeitsnachweisen (Proof of Sustainability, PoS - etwa für Abfall- und Reststoffe) und Herkunftsnachweisen (Guarantees of Origin, GoO) aufmerksam. PoS und GoO ergänzten sich, auch in der Nachverfolgung, um Doppelvermarktung zu unterbinden. Verwimp sorgt sich, dass die EU die GoO zugunsten einer einheitlichen Lösung zumindest als verpflichtendes System abschafft, und ist nach eigenen Aussagen im ständigen fachlichen Austausch mit Brüssel.

Die Biomethan-Preise haben nach Aussage und Präsentation von Justin Colley, Global Manager Environmental Markets bei Argus, stark geschwankt und differieren auch untereinander, auch im selben Land, je nachdem, ob es sich um subventioniertes oder unsubventioniertes, RED-III-zertifiziertes oder unzertifiziertes Biomethan und um die Herkunft aus Getreide, Jauche, Abfall- oder Reststoffen handelt, die unterschiedliche Treibhausgas-Intensität (Carbon Intensity, CI) aufweisen. Ein Zickzackkurs zwischen 10 und 150 Euro/MWh in den vergangenen zwei Jahren darf aus Sicht Colleys den Blick nicht davor verstellen, dass sich die Preise erhöhen.

Immer noch sind unterm europäischen Strich, wobei das in jedem Land anders aussieht, Gebäude aller Art der größte Abnehmer von Biomethan. Doch die Nachfrage nach Bio-LNG für Schiffe wird stark steigen und sich bis 2045 mehr als verzehnfachen, sagte Colley voraus: Einerseits greifen die Bioquoten-Vorschriften durch die EU-Verordnung vom nächsten Jahr an, andererseits benötigt eine wachsende LNG-Tankerflotte unter anderem mehr Bio-LNG, um Compliance-Regeln zu erfüllen.

Am 17. November veranstaltet Argus in München eine Biomethan-Konferenz. (geo) // **VON GEORG EBLE**

[^ Zum Inhalt](#)

Grüne Fernwärme kostet weniger als fossile



Quelle: Pixabay / ri

WÄRME. Fernwärme aus erneuerbaren Energien und Abwärme ist laut „co2online“ im Schnitt kostengünstiger als Wärme aus überwiegend fossil betriebenen Netzen.

Fernwärme aus Netzen mit einem Anteil von mehr als 90 Prozent erneuerbarer Energien oder Abwärme kostet im Durchschnitt 2 Cent/kWh weniger als Wärme aus überwiegend fossil betriebenen Netzen. Das geht aus einer Auswertung von „co2online“ hervor. Die gemeinnützige Beratungsgesellschaft hat sich die auf der Transparenzplattform des Energieeffizienzverbands für Wärme, Kälte und KWK (AGFW) veröffentlichten Preise von mehr als 700 Fernwärmenetzen angesehen. Die Daten seien nach erzeugter Wärmemenge gewichtet und mit Blick auf den Anteil erneuerbarer Energien und Abwärme ausgewertet worden, heißt es.

Für ein durchschnittliches Einfamilienhaus ermittelte die Beratungsgesellschaft einen Preis von 15 Cent/kWh für Fernwärme aus überwiegend erneuerbaren Energien und Abwärme. Bei überwiegend fossil betriebenen Netzen waren es 17 Cent/kWh. Für Mehrfamilienhäuser errechneten sich Preise von 14,1 beziehungsweise 16,4 Cent/kWh.

Weniger als 10 Cent/kWh

Wie stark sich die Preise zwischen einzelnen Netzen unterscheiden, zeigen die drei günstigsten Fernwärmepreise der Auswertung. Im sachsen-anhaltischen Müheln kostet die Kilowattstunde 8,5 Cent. Dort wird die Wärme seit 2008 mit Holzhackschnitzeln erzeugt.

In Dortmund-Scharnhorst liegt der Preis bei 9,6 Cent pro Kilowattstunde. Dort wird unter anderem industrielle Abwärme genutzt. Im bayerischen Schwandorf kostet die Kilowattstunde 9,7 Cent. Die Wärme stammt dort unter anderem aus der Verwertung biologischer Abfälle in einem lokalen Müllkraftwerk. „Die Daten zeigen: Klimaschutz muss bei der Fernwärme nicht automatisch zu höheren Kosten führen. Dort, wo erneuerbare Energien und Abwärme bereits heute eine zentrale Rolle spielen, ist die Wärme im Schnitt sogar günstiger“, sagt Tanja Loitz, Geschäftsführerin von „co2online“.

Langfristig prophezeit die Beratungsgesellschaft einen fünfstelligen Kostenvorteil mit Fernwärme im Vergleich zu Heizungen mit Erdgas oder Erdöl. Über einen Zeitraum von 20 Jahren taxiert sie den Kostenvorteil auf rund 20.000 Euro.

Der AGFW bezifferte in seiner Auswertung im April dieses Jahres den durchschnittlichen Preis im Fall einer Abnahme von 160 kW (Mehrfamilienhaus) auf 15,6 Cent/kWh. Es handelt sich um einen Mittelwert gewichtet nach Fernwärmeabsatz – große Netze wiegen schwerer als kleine. „Für fast den gesamten Wärmeabsatz gelten Preise zwischen 12,5 Cent/kWh und 17,5 Cent/kWh“, schrieb der Verband. Insgesamt waren nach AGFW-Rechnung damals 29 Prozent der gesamten Fernwärmeerzeugung klimafreundlich. 314 der 710 gemeldeten Teilnetze sind zu mindestens 30 Prozent klimafreundlich, hieß es. (mf)

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Einkommen prägt Wechselverhalten



Quelle: Pixabay / Photo Mix

WIRTSCHAFT. Eine Umfrage von Octopus Energy zeigt Unterschiede beim Anbieterwechsel. Haushalte mit geringem Einkommen wechseln seltener – und nutzen mögliche Einsparungen damit weniger häufig.

Nur knapp ein Drittel der Haushalte hat seinen Stromanbieter in den vergangenen Jahren mehrfach gewechselt. Dabei zeigen sich insbesondere Unterschiede nach Einkommen, Alter und Bildung. Das geht aus dem „Wechselmonitor 2026“ von Octopus Energy hervor, den der Energieversorger am 6. Oktober veröffentlichte.

Für die Untersuchung befragte „YouGov“ Ende August 3.850 Menschen ab 18 Jahren. Von den Befragten kümmerten sich 3.157 allein oder gemeinsam mit anderen Personen um den Stromvertrag ihres Haushalts. Auf diese Gruppe beziehen sich die veröffentlichten Ergebnisse. 32 Prozent haben ihren Stromanbieter bereits mehrfach gewechselt, zuletzt innerhalb der vergangenen drei Jahre. Die übrigen 68 Prozent befinden sich entweder in der Grundversorgung, haben bislang nur einmal den Anbieter gewechselt oder ihr letzter Wechsel liegt mehr als drei Jahre zurück.

Besonders groß fallen demnach die Unterschiede zwischen den Einkommensgruppen aus. Bei einem Haushaltsnettoeinkommen von weniger als 1.500 Euro haben 27 Prozent der Befragten mehrfach und innerhalb der vergangenen drei Jahre den Anbieter gewechselt. Bei Haushalten mit einem Nettoeinkommen ab 3.000 Euro liegt der Anteil bei 43 Prozent.

Auch ältere Menschen, Mieter sowie Befragte mit niedrigerer formaler Bildung wechseln laut Untersuchung seltener. Die Ergebnisse legen damit einen Zusammenhang zwischen sozioökonomischen Faktoren und der Nutzung von Tarifangeboten nahe. Octopus Energy sieht darin ein strukturelles Problem des Strommarkts. „Ein Strommarkt ist nicht fair, wenn günstige Preise nur bei denjenigen ankommen, die regelmäßig Vergleichsportale prüfen und ihren Vertrag wechseln. Die besten verfügbaren Tarife müssen auch bestehende Kundinnen und Kunden erreichen“, sagte Bastian Gierull, CEO von Octopus Energy Germany.

Viele können mögliche Ersparnisse nicht einschätzen

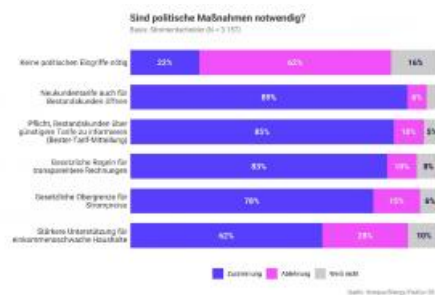
Nach Angaben der Bundesnetzagentur wechseln jährlich nur rund 14 Prozent der Haushalte ihren Stromanbieter und rund 17 Prozent ihren Gasanbieter. Dabei kann ein Wechsel die Haushaltskosten

spürbar senken. Die Bundesnetzagentur beziffert die mögliche jährliche Ersparnis auf durchschnittlich rund 95 Euro bei Strom und rund 360 Euro bei Gas. Dennoch nimmt ein Großteil der Haushalte dieses Sparpotenzial nicht in Anspruch.

Ein Grund dafür ist laut Wechselmonitor, dass viele Menschen das Sparpotenzial eines Wechsels unterschätzen. Von den Befragten, die automatisch beliefert werden oder seit über einem Jahr nicht gewechselt haben, glauben 72 Prozent, dass sich ein Anbieterwechsel für sie finanziell nicht lohnt. Unter Rentnerinnen und Rentnern sind es sogar 81 Prozent. Lediglich 31 Prozent von ihnen können überhaupt eine Schätzung ihres eigenen Strompreises abgeben.

Octopus Energy fragte außerdem nach möglichen regulatorischen Eingriffen. 85 Prozent der Befragten befürworten demnach eine gesetzliche Pflicht für Energieanbieter, ihre Kunden regelmäßig über den jeweils günstigsten verfügbaren Tarif des Unternehmens zu informieren. 83 Prozent sprechen sich für Vorgaben aus, die Stromrechnungen und Schreiben zu Preisänderungen verständlicher machen sollen.

Zustimmung findet nach Angaben des Unternehmens auch die Forderung, günstige Neukundentarife Bestandskunden anzubieten. Mehr als die Hälfte der Befragten bezeichnet die Strompreise in Deutschland derzeit als nicht transparent und nachvollziehbar. (hr)



Mehr als die Hälfte der Befragten hält die Strompreise in Deutschland derzeit für nicht transparent und nachvollziehbar.

Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Octopus Energy

// VON HEIDI ROIDER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Monatlicher Heizölpreis in Deutschland bis 2026



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.



Zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Der durchschnittliche Preis für leichtes Heizöl schwankte im dargestellten Zeitraum deutlich. Im August 2026 lag der durchschnittliche Verbraucherpreis (einschließlich Mehrwertsteuer) für einen Liter leichtes Heizöl bei etwa 135,9 Cent. Im März 2022 wurde ein Barrel Brent-Rohöl für etwa 159,13 US-Dollar gehandelt. Der Rohölpreis entspannte sich danach etwas. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Jonas Rosenberger

DC-Ladepunkte werden fünfmal häufiger genutzt

E-FAHRZEUGE. Charge Point Radar hat 24,5 Millionen Ladevorgänge im dritten Quartal 2026 ausgewertet. DC-Ladepunkte werden deutlich häufiger genutzt als AC-Ladepunkte.

Charge Point Radar hat für das dritte Quartal 2026 rund 24,5 Millionen Ladevorgänge an öffentlich zugänglichen Ladepunkten in Deutschland erfasst. Die Auswertung basiert auf den Statusdaten von mehr als 175.000 Ladepunkten im Zeitraum vom 1. Juli bis 30. September. Besonders deutlich fällt der Unterschied zwischen AC- und DC-Laden aus: 70,9 Prozent aller erfassten Ladevorgänge entfielen auf DC-Ladepunkte, obwohl diese nur rund ein Drittel der berücksichtigten Infrastruktur ausmachten.

Im Durchschnitt kamen DC-Ladepunkte im Quartal auf 305,5 Ladevorgänge. Bei AC-Ladepunkten waren es 59,9. Bei der monatlichen Betrachtung ergibt sich folgendes Bild. Die Zahl der DC-Ladevorgänge erreichte im August mit 5,90 Millionen ihren Höchststand und ging im September um 4,6 Prozent zurück. Bei AC stieg die Zahl von 2,19 Millionen Ladevorgängen im Juli auf 2,56 Millionen im September. Charge Point Radar weist darauf hin, dass ein Teil dieses Zuwachses auf die steigende Zahl der erfassten AC-Ladepunkte zurückzuführen ist.

Auch bei der Marktstruktur unterscheiden sich AC und DC deutlich. Im DC-Segment entfielen im dritten Quartal knapp 4,95 Millionen Ladevorgänge auf EnBW. Das entsprach nach der Auswertung einem Anteil von 28,6 Prozent. Dahinter folgten Tesla mit 15,2 Prozent und Ionity mit 8,1 Prozent. Die fünf größten DC-Betreiber vereinten zusammen 63 Prozent aller erfassten Schnellladevorgänge auf sich. EnBW führte nach Zahl der DC-Ladevorgänge in 15 von 16 Bundesländern; lediglich in Brandenburg lag Tesla vorn.

Im AC-Markt ist die Verteilung wesentlich breiter. Die fünf größten Betreiber kamen zusammen lediglich auf 18,2 Prozent der Ladevorgänge. Den höchsten Anteil erreichte Hamburger Energiewerke Mobil mit 4,7 Prozent. Vor allem in den Stadtstaaten ist der Markt regional geprägt: In Hamburg, Berlin und Bremen kamen lokale Anbieter laut der Auswertung auf Anteile zwischen 47,5 und 71,4 Prozent. In Bayern erreichte der größte einzelne Anbieter dagegen nur 7,8 Prozent.

Bei der Einzelbetrachtung von DC-Ladepunkten kam Ionity im Schnitt auf 894,1 Ladevorgänge je aktivem Ladepunkt. Es folgten Tesla mit 659,5 und Fastned mit 526,5. EnBW erreichte als Volumenmarktführer

513,0 Ladevorgänge je aktivem Ladepunkt. Bei AC lag Kaufland mit durchschnittlich 232,9 Ladevorgängen je aktivem Ladepunkt vorn, gefolgt von Lidl mit 164,9 und den Berliner Stadtwerken mit 156,1.

Auch zwischen den Bundesländern zeigen sich Unterschiede. Hamburg wies mit 21,4 Prozent die höchste zeitliche Auslastung öffentlich zugänglicher Ladepunkte auf. Bei der Zahl der Ladevorgänge je Ladepunkt lag dagegen Rheinland-Pfalz mit 189,1 an der Spitze. Charge Point Radar führt dies unter anderem darauf zurück, dass Fahrzeuge an AC-Ladepunkten in Städten häufig länger stehen, während Schnellladepunkte entlang wichtiger Verkehrsachsen in kurzer Zeit mehr einzelne Ladevorgänge abwickeln können.

Die Daten stammen aus den nach der EU-Verordnung AFIR über die Mobilithek bereitgestellten Statusinformationen. Dabei handelt es sich um Live-Statusdaten, die Betreiber seit April 2025 gemäß AFIR melden. Charge Point Radar erfasst Statuswechsel nahezu in Echtzeit und gleicht die Daten monatlich mit dem Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur ab. Als Ladevorgang zählt ein Wechsel in den Status „belegt“ mit einer Dauer von mindestens 30 Sekunden. Für die Kennzahl der Ladevorgänge je Ladepunkt werden nur Ladepunkte berücksichtigt, an denen im Quartal mindestens ein Ladevorgang registriert wurde. Wegen unvollständiger oder fehlerhafter Datenlieferungen einzelner Quellen seien Abweichungen von den tatsächlichen Ladevorgängen möglich, so die Verfasser des Reports.

Der Lademarkt-Report für das dritte Quartal ist die erste Ausgabe der Reihe. Weitere Auswertungen sollen künftig im Dreimonatsrhythmus erscheinen. Der **Lademarkt-Report** ist über die Internetseite von Charge Point Radar zum Download verfügbar. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

50 Hertz baut Umspannwerk Wustermark aus



Techniker während eines Kontrollrundgangs in einem Umspannwerk. Quelle: 50 Hertz

STROMNETZ. Vor dem Hintergrund des steigenden Strombedarfs erweitert 50 Hertz das Umspannwerk Wustermark. Unter anderem soll dort ein Rechenzentrum mit 300 MW angeschlossen werden.

Der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz hat mit dem Ausbau seines Umspannwerks Wustermark westlich von Berlin begonnen. Anlass ist nach Angaben des Unternehmens der wachsende Strombedarf in der Region, insbesondere durch neue industrielle und digitale Großverbraucher. Ein wesentlicher Treiber ist der geplante Anschluss eines Rechenzentrums des Betreibers Virtus mit einer Anschlussleistung von 300 MW. Die Arbeiten am Umspannwerk sollen bis 2028 abgeschlossen sein, teilte 50 Hertz in einer Mitteilung vom 7. Oktober mit.

50 Hertz mit Sitz in Berlin betreibt das Übertragungsnetz im Norden und Osten Deutschlands. Das Umspannwerk Wustermark entstand bereits Anfang der 1990er-Jahre und wurde seitdem mehrfach erweitert und modernisiert. Mit der nun begonnenen Ausbaustufe will der Netzbetreiber den Standort für zusätzliche große Stromverbraucher ertüchtigen. Konkret errichtet 50 Hertz zwei zusätzliche 380-kV-Schaltfelder und ein weiteres 380-kV-Reserve-Leerfeld. Hinzu kommt eine zweite 380-kV-Querkupplung. Außerdem passt der Netzbetreiber die Schutz- und Leittechnik an.

Netzknoten wird für Großverbraucher ausgebaut

Für das geplante Rechenzentrum will 50 Hertz zusätzliche Anlagen für einen sogenannten n-1-sicheren Netzanschluss mit 300 MW Anschlussleistung schaffen. N-1-Sicherheit bedeutet, dass die Versorgung auch beim Ausfall eines einzelnen Betriebsmittels grundsätzlich aufrechterhalten werden kann. Das Rechenzentrum soll damit direkt an das Höchstspannungsnetz angebunden werden.

Das Umspannwerk Wustermark ist Teil des 380-kV-Nordrings um Berlin. Dieser verbindet die Umspannwerke Wustermark und Neuenhagen und spielt laut 50 Hertz eine wichtige Rolle für die Stromversorgung der Hauptstadtregion. Mit dem Ausbau reagiert der Netzbetreiber nicht allein auf den einzelnen Anschluss, sondern verstärkt zugleich einen bestehenden Knoten im 380-kV-Netz.

Dirk Biermann, Geschäftsführer Operations bei 50 Hertz, verweist auf die wachsende Bedeutung Berlin-Brandenburgs als Standort für digitale Infrastruktur. Die Erweiterung solle es ermöglichen, neue Unternehmensansiedlungen zuverlässig mit Strom zu versorgen. Zugleich sieht 50 Hertz darin eine Stärkung der regionalen Netzinfrastruktur und einen Beitrag zur Aufnahme erneuerbarer Energien.

50 Hertz versorgt rund 18 Millionen Menschen

Das Höchstspannungsnetz von 50 Hertz umfasst nach Unternehmensangaben eine Stromkreislänge von mehr als 10.000 Kilometern. Das Netzgebiet erstreckt sich über Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie Berlin und Hamburg.

Rund 2.500 Beschäftigte sichern dort die Stromversorgung für etwa 18 Millionen Menschen. Bis 2032 will der Übertragungsnetzbetreiber übers Jahr gerechnet 100 Prozent erneuerbare Energien sicher in Netz und System integrieren. An 50 Hertz hält die belgische Elia Group 80 Prozent, die KfW Bankengruppe 20 Prozent. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Beegy bindet HEMS an Direktvermarktung an



Das Heim-Energie-Management-System von Beegy verknüpft Photovoltaik, Speicher, Wärmepumpe und Wallbox. Quelle: Beegy

SMART GRID. Beegy erweitert sein Home-Energie-Management-System um Funktionen für die Direktvermarktung. Damit reagiert die MVV-Tochter auf die geplante EEG-Novelle 2027.

Die MVV-Tochter Beegy baut ihr Home-Energie-Management-System (HEMS) mit einer automatisierten Einbindung neuer Photovoltaikanlagen in die Direktvermarktung aus. Das System soll Erzeugung, Speicher und flexible Verbraucher im Haushalt künftig stärker an Börsenpreisen und den geplanten Vorgaben der EEG-Novelle 2027 ausrichten.

Der Gesetzentwurf der Bundesregierung sieht vor, neue Solaranlagen grundsätzlich stärker über die Direktvermarktung in den Strommarkt zu integrieren. Für bestimmte kleine und mittlere Dachanlagen soll zudem die Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt auf 50 Prozent der installierten Leistung begrenzt werden.

Das HEMS steuert nach Unternehmensangaben Batteriespeicher, Wallbox und Wärmepumpe und bezieht dabei unter anderem Stromverbrauch, erwartete PV-Erzeugung, Speicherkapazität und Preise an der Strombörse Epex Spot ein. Bei hoher Solarstromerzeugung soll das System den Eigenverbrauch erhöhen, etwa indem es den Speicher oder ein Elektroauto lädt oder die Wärmepumpe nutzt. So könne auch Strom genutzt werden, der wegen einer Einspeisebegrenzung nicht ins Netz abgegeben werden kann.

Nach einer Auswertung des Unternehmens entfallen 85 Prozent der Stunden mit negativen Börsenpreisen auf die Monate April bis September. Knapp 90 Prozent dieser Zeiträume lägen zwischen 10 und 16 Uhr und damit in Stunden mit typischerweise hoher Solarstromerzeugung. Dieser Sachverhalt zeige die Relevanz einer zeitlichen Steuerung der Anlagen, heißt es in einer Mitteilung von Beegy.

Bei hohen Börsenpreisen soll Strom aus PV-Anlage oder Speicher vermarktet werden. Bei niedrigen oder negativen Preisen sieht die Steuerung vor, Energie zwischenspeichern oder flexible Verbräuche zeitlich zu verschieben. Beegy verbindet damit die Direktvermarktung mit der Optimierung des Eigenverbrauchs hinter dem Netzanschlusspunkt.

Beegy bietet das HEMS Energieversorgern und Stadtwerken als White-Label-Lösung an. Nach Unternehmensangaben sind Anforderungen aus Paragraph 14a EnWG und Paragraph 9 EEG bereits berücksichtigt. Steuerbefehle aus dem Netz sollen über eine Steuerbox am Smart-Meter-Gateway an das HEMS weitergegeben werden. Die neue Funktion zur Direktvermarktung soll zum geplanten Inkrafttreten der EEG-Novelle Anfang 2027 verfügbar sein. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Rechenzentrum liefert Wärme für Neu-Isenburg



Visualisierung des Rechenzentrums in Neu-Isenburg. Seine Abwärme soll auch das Waldschwimmbad versorgen. Quelle Goodman

ABWÄRME. Neu-Isenburg will bis zu 50 MW Abwärme aus dem Rechenzentrum „FRA02“ ins Fernwärmenetz holen. Versorgt werden sollen mehr als 600 Gebäude und ein Schwimmbad.

Im Süden Neu-Isenburgs entsteht auf dem früheren Druckereigelände der „Frankfurter Rundschau“ ein Rechenzentrum, das künftig auch für die örtliche Wärmeversorgung genutzt werden soll. Der Projektentwickler Goodman, die Stadt Neu-Isenburg und die Stadtwerke Neu-Isenburg (SWNI) haben dazu nun einen Nachtrag zum bestehenden städtebaulichen Vertrag unterzeichnet. Dies geben die Partner in einer gemeinsamen Mitteilung bekannt.

Das Rechenzentrum mit der Projektbezeichnung „FRA02“ soll demnach nach seiner Inbetriebnahme bis zu 50 MW thermische Leistung für das Fernwärmenetz bereitstellen. Die SWNI wollen mit der Wärme das Gewerbegebiet Süd, das Wohngebiet Neue Welt und das Waldschwimmbad versorgen. Insgesamt sollen mehr als 600 Gebäude angeschlossen werden, darunter Ein- und Mehrfamilienhäuser, Unternehmen und öffentliche Einrichtungen.

Der jetzt vereinbarte Nachtrag baut auf dem städtebaulichen Vertrag aus dem Jahr 2024 auf. Er schafft nach Angaben der Beteiligten die Grundlage für einen Infrastrukturvertrag zwischen Goodman und den Stadtwerken. Darin soll geregelt werden, wie die Wärme aus dem Rechenzentrum in das Netz des kommunalen Versorgers in Hessen gelangt. Zugleich schafft der Nachtrag einen Rahmen für eine mögliche spätere Erweiterung des Rechenzentrumsampus.

Energiezentrale soll 2028 gebaut werden

Für die Wärmenutzung planen die Stadtwerke eine eigene Energiezentrale auf einem Grundstück, das Goodman bereitstellt. Ihr Bau soll 2028 beginnen. Goodman will die technischen Anlagen auf dem Rechenzentrumsgelände errichten, die für den Anschluss an das Fernwärmenetz erforderlich sind. Die Baugenehmigung und die Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz liegen laut der aktuellen Mitteilung bereits vor.

Wie die Wärme technisch auf das benötigte Temperaturniveau gebracht werden soll, führen die Projektpartner nicht näher aus. Eine Machbarkeitsstudie der SWNI vom April 2025 sah dafür Großwärmepumpen vor. Die damals untersuchte Abwärme sollte mit 26 bis 28 Grad Celsius aus dem Rechenzentrum kommen und auf rund 70 Grad angehoben werden.

54 MW IT-Leistung geplant

Goodman hatte das Gelände für „FRA02“ Ende 2022 erworben. Nach aktuellen Angaben des Unternehmens ist das Rechenzentrum für eine IT-Leistung von 54 MW ausgelegt. Der Netzanschluss ist auf 100 Megavoltampere (MVA) ausgelegt. Ein eigenes Umspannwerk soll die Spannung von 110 auf 20 kV transformieren. Goodman nennt Ende 2028 als Termin für die Betriebsbereitschaft des Standorts.

Bereits der 2024 geschlossene städtebauliche Vertrag sah neben der Nutzung der Abwärme unter anderem begrünte Fassaden und Dächer sowie Photovoltaikanlagen auf Büro- und Nebengebäuden vor. Für die Kühlung der Server plant Goodman nach Angaben der Stadt ein luftbasiertes System, um den Einsatz von Trinkwasser zu begrenzen.

Die Goodman Group mit Hauptsitz in Sydney entwickelt, besitzt und verwaltet Logistikimmobilien und Rechenzentren. Der australische Konzern ist nach eigenen Angaben in 15 Ländern aktiv und verfügte Ende Juni 2026 über ein Immobilienportfolio im Wert von 89 Milliarden australischen Dollar (umgerechnet etwa 55,3 Milliarden Euro). Bei Rechenzentren weist Goodman weltweit Standorte mit zusammen 6.400 MW gesicherter oder geplanter Stromleistung aus. Wer „FRA02“ nach der Fertigstellung als Rechenzentrum betreiben beziehungsweise nutzen wird, hat Goodman bislang nicht öffentlich genannt. Schon in der Machbarkeitsstudie der SWNI von 2025 war noch kein künftiger Betreiber benannt. // VON DAVINA SPOHN



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



EWE-CEO Stefan Dohler (links) und Tesa-CEO Kourosh Bahrami am Hamburger Werk. Quelle: EWE

Tesa sichert sich Wasserstoff von EWE

WASSERSTOFF. Tesa hat für sein Hamburger Werk einen Liefervertrag über jährlich 500 Tonnen grünen Wasserstoff unterzeichnet. Der Brennstoff wird von EWE aus Emden ab 2028 geliefert.

Die EWE Hydrogen GmbH und die Tesa Werk Hamburg GmbH haben einen Wasserstoff-Liefervertrag unterzeichnet. Am 7. Oktober haben EWE-CEO Stefan Dohler und Kourosh Bahrami, CEO von Tesa, den Vertrag öffentlich gemacht. EWE sichert zu, ab 2028 jährlich 500 Tonnen Wasserstoff an das Tesa-Werk in Hamburg zu liefern. Der Wasserstoff soll dort für die Dampferzeugung eingesetzt werden und fossile Energieträger ersetzen.

Der für Tesa vorgesehene grüne Wasserstoff soll laut dem Energiedienstleister EWE aus Oldenburg (Niedersachsen) in der 320-MW-Wasserstofferzeugungsanlage des Energieversorgers in Emden erzeugt werden, die Ende 2027 in Betrieb gehen soll. Die Erzeugung erfolgt per Elektrolyse mit Strom aus erneuerbaren Energien und wird die europäischen Anforderungen an erneuerbaren Wasserstoff (RFNBO) erfüllen. Von dort soll der Wasserstoff über das entstehende Wasserstoff-Kernnetz nach Hamburg gelangen.

Tesa bereitet parallel bereits den Anschluss seines Werks an das Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netz HH-WIN vor (wir berichteten). Der Anschluss soll bis Ende 2027 errichtet sein.

„Grüner Wasserstoff ergänzt Elektrifizierung, Wärmespeicherung und intelligente Energiesteuerung dort, wo Prozesswärme nicht vollständig elektrifiziert werden kann. So verbinden wir messbare CO₂-Reduktion mit einer verlässlichen und zukunftsfähigen Produktion für unsere Kunden“, sagte Kourosh Bahrami, CEO der Tesa SE. Die energieintensive Klebebandproduktion soll künftig auf vier Säulen basieren: grüner Wasserstoff, Elektrifizierung von Prozessdampf mit Wärmespeichern, KI-gestützte Steuerung sowie kontinuierliche Effizienzsteigerung.

Neben dem Anschluss an das H₂-Netz plant Tesa an seinem Standort Hamburg, einen wesentlichen Teil des benötigten Prozessdampfes in Zukunft über eine Power-to-Heat-Anlage mit integriertem Wärmespeicher zu erzeugen (wir berichteten). Das norwegische Unternehmen Energynest soll die 10-MW-Anlage mit einer Speicherkapazität von 40 MWh errichten. Der Spatenstich für die Power-to-Heat-Anlage

und den Wärmespeicher ist für Herbst 2026 geplant. Die Inbetriebnahme erfolgt voraussichtlich im Sommer 2027.

Infrastruktur für den Wasserstoffhochlauf

EWE will künftig wesentliche Teile der Wasserstoff-Wertschöpfungskette – von der Erzeugung über Transport und Speicherung bis zur Lieferung an industrielle Kunden – bündeln. Im Projekt „Clean Hydrogen Coastline“ entstehen dafür in Nordwestdeutschland Elektrolyse-, Speicher- und Pipelineinfrastrukturen. Bund und Land Niedersachsen unterstützen den Aufbau dieser Wasserstoffinfrastruktur mit Fördermitteln. Dazu gehört auch die 320-MW-Erzeugungsanlage in Emden, aus der der Wasserstoff für Tesa stammen wird.

Auch die Transformation des Tesa-Werks Hamburg wird öffentlich unterstützt. Der Konzern erhält für das Vorhaben Fördermittel über einen Klimaschutzvertrag des Bundeswirtschaftsministeriums sowie lokale Fördermittel durch die Hamburgische Investitions- und Förderbank.

Für EWE ist Tesa nun nach der Vereinbarung mit der Salzgitter AG vor wenigen Wochen der nächste industrielle Liefervertrag für grünen Wasserstoff mit einem Industriekunden. Ab 2030 soll EWE jährlich rund 10.000 Tonnen Wasserstoff aus einer derzeit entstehenden Elektrolyseanlage in Emden an das Stahlunternehmen liefern. Die Liefervereinbarung gilt zunächst für sieben Jahre. Dies teilten die Unternehmen im Juni dieses Jahres mit (wir berichteten).

Der Aufbau des Hamburger Wasserstoff-Industrie-Netzes (HH-WIN) erfolgt durch die Hamburger Energienetze. Das Netz soll das Rückgrat für die Dekarbonisierung der lokalen Industrie bilden und 2027 in Betrieb gehen. Mit einer anfänglichen Leitungslänge von 40 Kilometern im Hafengebiet soll HH-WIN eine direkte Verbindung zwischen Erzeugern, Import-Terminals und industriellen Abnehmern wie Tesa herstellen. Bis 2031/32 soll das Netz auf insgesamt 60 Kilometer anwachsen, um weitere Unternehmen anzuschließen. Aktuell sind rund 18 Kilometer der Trasse fertiggestellt. (hr) // **VON HEIDI ROIDER**

[^ 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**

Abo Energy und Stadtwerke Tübingen verlieren Windpark-Projekt



Quelle: Pixabay / Simon

WINDKRAFT ONSHORE. Die Schieflage beim etablierten Erneuerbaren-Projektierer Abo Energy hat Folgen. Ein geplanter 40-MW-Windpark im Ländle fällt weg. Auch für Tübingens Versorger ist dies ein Rückschlag.

Renningen zieht die Reißleine. Die Kommune im Landkreis Böblingen hat eine vertraglich fixierte Vereinbarung mit Abo Energy widerrufen, die zu einem sechs Anlagen starken Windpark in der baden-württembergischen Stadt führen sollte. Dies gab die parteilose Bürgermeisterin Melanie Hettmer nun im Gemeinderat bekannt.

Einen Nutzungsvertrag für die Fläche im Forstgebiet Hardtwald unweit der Autobahn A8, eines Forschungscampus des Unternehmens Bosch und des Leonberger Stadtteils Perouse hätten die beteiligten Partner „eilvernehmlich“ gelöst, heißt es aus Renningen. Auch die Stadtwerke Tübingen waren in dem Projekt engagiert. Sie wollten den Park nach Fertigstellung übernehmen und dauerhaft wirtschaftlich betreiben, wie ein Sprecher des Versorgers auf Anfrage dieser Redaktion mitteilte.

Die Tübinger sprechen in diesem Zusammenhang von einem „bedauerlichen Rückschlag“. Der Sprecher wollte darin aber „kein strukturelles Scheitern der Windkraftnutzung in Renningen“ erkennen.

Erste Zweifel an der Realisierung des Vorhabens hatte es in Renningens Lokalpolitik spätestens im März 2026 gegeben, als klar war, dass Abo Energy im laufenden Jahr keinen Bauantrag mehr für das Projekt einreichen würde. Das Unternehmen aus Wiesbaden war 2025 in ein deutliches Minus gerutscht und erwartet auch für 2026 kein positives Ergebnis. Abo Energy befindet sich in einem Sanierungsprozess und hatte zuletzt eine Stillhaltevereinbarung mit seinen Finanzierungspartnern bis zum 30. November 2026 verlängert.

Weitere Projekte der Stadtwerke mit Abo Energy

Vorgesehen im Hardtwald waren sechs Windkraftanlagen des Typs N-175 aus dem Hause Nordex mit einer Gesamthöhe von jeweils 266,5 Metern. Die Stadtwerke Tübingen hatten bislang noch keine nennenswerten Investitionen getätigt, so der Sprecher. Für die bisherige Projektentwicklung, erforderliche Gutachten und das laufende Genehmigungsverfahren sei vertragsgemäß Abo Energy zuständig gewesen.

Als vorgesehener Betreiber fehlt den Stadtwerken Tübingen nun dieser Windpark im eigenen Portfolio. Ob es das endgültige Aus für den Windpark Hardtwald ist, wird die Zukunft weisen. Der Tübinger Unternehmenssprecher jedenfalls hält eine Realisierung mit einem anderen Partner durchaus für denkbar.

Dafür müsse das ausersehene Areal allerdings als Vorranggebiet für Windenergie im Regionalplan rechtssicher verankert bleiben. Es erscheint offen, ob es einen Neustart für das Projekt geben kann. Aktuell überarbeitet der Verband Region Stuttgart den Windenergie-Plan mit einer Teilfortschreibung.

Die Stadtwerke Tübingen sind von der wirtschaftlichen Entwicklung bei Abo Energy auch an anderer Stelle mittelbar betroffen. Über Renningen hinaus befindet sich der Versorger nach Angaben des Sprechers in einer strategischen Kooperation mit Abo Energy bei den geplanten Windparkprojekten in den hessischen Gemeinden Flörsbachtal und Jossgrund (fünf Vestas-Anlagen, 36 MW) sowie im baden-württembergischen Öhningen (bis zu fünf Nordex-Anlagen, 35 MW).

Die Entwicklung hier hänge auch „sicherlich stark“ von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab, die mit der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) einhergehen, so der Sprecher. Allgemein sieht die Branche die politischen Ziele der Berliner Koalition kritisch. (vs) // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

PPC testet EEBUS-Verfahren für den Steuerrollout



Quelle: E&M / playgroundai.com

SMART METER. PPC hat mit 13 Partnern ein Verfahren getestet, das die Kopplung von Steuerungstechnik und steuerbaren Anlagen automatisieren und zusätzliche Vor-Ort-Termine vermeiden soll.

Power Plus Communications (PPC) hat auf dem EEBUS Summit & Plugfest 2026 in Köln mit 13 Partnerunternehmen den EEBUS SHIP Pairing Service getestet. Nach Angaben des Unternehmens ließen sich die beteiligten Systeme dabei mit dem „Smart Meter Gateway Plus“ des Anbieters oder mit dessen CLS-Adapter-Steuerung koppeln und Steuersignale übertragen. Dies geht aus einer Mitteilung von PPC hervor.

Für den Steuerrollout ist vor allem der Inbetriebnahmeprozess relevant. Steuerungseinrichtungen des Messstellenbetreibers müssen mit Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen, Speichern oder einem Heimenergiemanagementsystem verbunden und gegenseitig authentifiziert werden. Ohne ein automatisiertes Verfahren könne dafür nach der Installation der Anlage ein weiterer Vor-Ort-Termin notwendig werden, heißt es in der Mitteilung.

Der EEBUS SHIP Pairing Service soll diesen Schritt automatisieren. Der Installateur erfasst bei der Installation die EEBUS-Zugangsdaten der steuerbaren Anlage. Diese werden im vorgesehenen Anmeldeprozess weitergegeben. Erhält der Messstellenbetreiber anschließend den Auftrag zur Herstellung der Steuerbarkeit, können die Daten in die Steuerungseinrichtung eingespielt werden.

Ein darin enthaltener digitaler Schlüssel diene dazu, die beteiligten Systeme automatisch gegeneinander zu authentifizieren und zu koppeln. Eine zusätzliche manuelle Bestätigung vor Ort soll damit entfallen.

Der VDE FNN sieht das SHIP Pairing nach Angaben von PPC als Zielprozess für die Verbindung von Steuerungseinrichtungen mit Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagen sowie Energiemanagementsystemen vor. Für einen Rollout über verschiedene Hersteller hinweg komme es darauf an, dass deren Geräte und Systeme miteinander kommunizieren können.

PPC testete das Verfahren deshalb mit unterschiedlichen Anlagen- und HEMS-Anbietern. Nach Unternehmensangaben wiesen Systeme von Beeker Tech, Bosch Thermotechnik, Consolinno Energy, enjoyelec, Enyo, Fronius, Hosenso, Kostal Solar Electric, Mennekes Elektrotechnik, Reduxi, Symcon, TQ Systems und Vaillant die Interoperabilität mit der PPC-Technik nach. Geprüft wurden sowohl das Pairing als auch die anschließende Übermittlung von Steuersignalen.

PPC-Technikchef Janosch Wagner verwies darauf, dass bei einer großen Zahl steuerbarer Anlagen manuelle Einzelschritte zum Hemmnis werden könnten. „Wenn Millionen steuerbarer Anlagen ins Energiesystem eingebunden werden, darf ihre Inbetriebnahme nicht an manuellen Einzelschritten hängen“, so Wagner. Mit dem automatisierten SHIP Pairing habe man gemeinsam mit den Partnern zeigen können, dass dieser Prozess standardisiert, einfach und herstellerübergreifend funktionieren kann.

Julian Zilg, Teamleiter CLS-Produkte, erklärte, das automatisierte Pairing solle insbesondere den Aufwand an der Schnittstelle zwischen Installateur, Messstellenbetreiber und Anlagenbetreiber verringern.

Die Tests sind Teil der Initiative PPC Connect, mit der das Unternehmen das Zusammenspiel seiner Smart-Meter- und Steuerungstechnik mit Lösungen anderer Hersteller prüft. (fw) // **VON FRITZ WILHELM**

[^ Zum Inhalt](#)

Juwi übernimmt sechs weitere Batteriespeicher



Quelle: Jonas Rosenberger / E&M

SPEICHERGESCHÄFT. Für sechs weitere Batteriespeicher verantwortet Juwi künftig Betriebsführung, Service und Wartung. Damit wächst das betreute Portfolio auf rund 700 MWh Speicherkapazität.

Der rheinland-pfälzische Projektentwickler Juwi baut sein Geschäft mit der Betriebsführung von Batteriespeichern aus. Wie das Unternehmen in einer Mitteilung bekannt gibt, hat es mit drei Energieunternehmen Verträge für insgesamt sechs Speicherprojekte abgeschlossen. Für diese Anlagen soll das Unternehmen mit Sitz in Wörrstadt die technische Betriebsführung sowie Service- und Wartungsleistungen übernehmen. Die Speicher befinden sich derzeit im Bau und sollen innerhalb der kommenden sechs Monate in Betrieb gehen.

Die einzelnen Projekte unterscheiden sich dabei deutlich in ihrer Größe. Ihre Speicherkapazität reicht nach Angaben von Juwi von 4 bis 100 MWh. Namen der Auftraggeber, Standorte der Anlagen sowie die jeweilige Leistung in MW nennt das Unternehmen nicht. Zur genauen Laufzeit der Verträge macht Juwi keine Angaben. Die Dienstleistungen seien zunächst für „die ersten Jahre der Betriebsphase“ vereinbart worden. Mit den sechs zusätzlichen Anlagen steigt die von Juwi technisch betreute Speicherkapazität nach eigenen Angaben auf insgesamt rund 700 MWh.

Juwi betreut seit mehr als fünf Jahren Batteriespeichersysteme in Deutschland und Belgien. Das Unternehmen fasst technische Betriebsführung, Service und Wartung unter dem Begriff O&M (Operations

and Maintenance) zusammen. Der Bereichsleiter O&M bei Juwi, Oliver Otte, verweist auf die Erfahrungen des Unternehmens mit dem Betrieb von Batteriespeichern. Juwi wolle die Anlagen über ihren Lebenszyklus zuverlässig und wirtschaftlich betreiben.

Die Juwi GmbH entwickelt und baut Anlagen für erneuerbare Energien und übernimmt deren Betriebsführung. Der Schwerpunkt liegt auf Wind- und Solarprojekten. Das Unternehmen betreut nach eigenen Angaben Windenergie- und Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von zusammen mehr als 4.000 MW. Zum Angebot gehören außerdem Hybridsysteme mit Speichern sowie eigenständige Batteriespeicher. Das Unternehmen besteht seit rund 30 Jahren und gehört zur Mannheimer MVV Energie AG. (ds) // VON DAVINA SPOHN

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

[^ Zum Inhalt](#)

OMV-Manager wechselt in den Vorstand der Verbund AG



Quelle: Fotolia / s_]

PERSONALIE. Stefan Waldner wird neuer Finanzvorstand des österreichischen Energiekonzerns Verbund. Der 49-Jährige kommt vom Öl- und Gaskonzern OMV.

Der österreichische Energiekonzern Verbund mit Sitz in Wien hat sein Finanzressort neu besetzt. Der Aufsichtsrat berief Stefan Waldner zum Finanzvorstand (Chief Financial Officer, CFO). Seine Funktionsperiode beträgt zunächst zwei Jahre und kann um weitere zwei Jahre verlängert werden, wie Verbund in einer Mitteilung vom 7. Oktober erklärt.

Waldner verfügt nach Angaben des Unternehmens über mehr als 20 Jahre Erfahrung in der internationalen Energiewirtschaft. Der 49-Jährige arbeitet derzeit als Senior Vice President im Finanzbereich des ebenfalls in Wien ansässigen Öl- und Gaskonzerns OMV. Zuvor war er Finanzchef der türkischen OMV Petrol Ofisi sowie CFO und Vorstandsmitglied der rumänischen OMV Petrom.

Bei der Verbund AG soll Waldner seinen Schwerpunkt auf eine solide Finanzierung und eine disziplinierte Kapitalallokation legen. Aufsichtsratschef Martin Ohneberg verweist zudem auf Waldners Erfahrung am Kapitalmarkt und in operativen Finanzfunktionen. Seine berufliche Laufbahn begann Waldner bei Merrill Lynch International in London, 2005 wechselte er zur OMV.

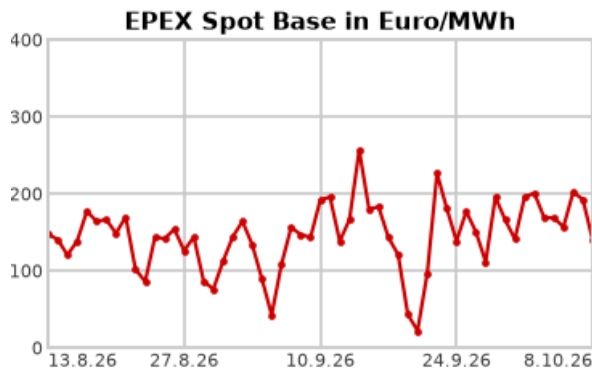
Waldner folgt auf Peter Kollmann, der sein Vorstandsmandat zum 31. August dieses Jahres niedergelegt hatte. Bis zum Amtsantritt des neuen CFO führt Vorstandschef Michael Strugl das Finanzressort interimistisch weiter. Einen konkreten Termin für Waldners Amtsantritt wird nicht genannt. (ds)

// VON DAVINA SPOHN

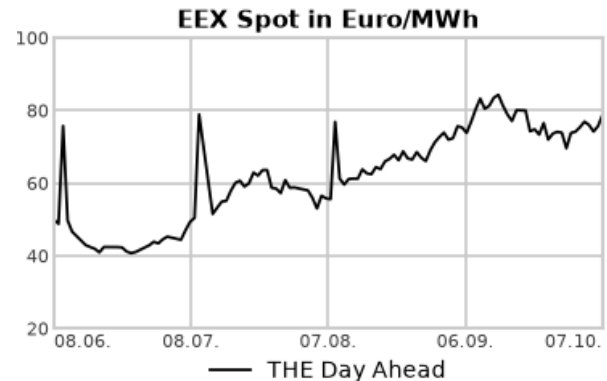
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Wegen Einspeicherns? Gasnotierungen ziehen weiter an



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

Uneinheitlich haben sich die Energiemärkte am Mittwoch gezeigt. Strom, Gas und Öl notierten fester. CO₂ und Kohle gaben nach. Die Lage im Nahen Osten zieht weiter die Aufmerksamkeit der Märkte auf sich. Zwar gelangen mittlerweile ähnlich viele Schiffe wie vor dem Irakkrieg durch die Straße von Hormus, doch scheinen die militärischen Auseinandersetzungen eher wieder zuzunehmen. Die Huthi-Miliz im Jemen hat nach eigenen Angaben „wichtige“ Ziele in der saudi-arabischen Hauptstadt Riad sowie Ölanlagen des saudischen Ölkonzerns Aramco in der Hafenstadt Janbu am Roten Meer angegriffen. Die Angriffe hätten mehrere größere Brände ausgelöst.

Strom: Tendenziell fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Mittwoch präsentiert. Der Day-ahead allerdings verlor in der Grundlast um 52,75 Euro auf 139,50 Euro je Megawattstunde, in der Spitzenlast ergab sich ein Minus von 50,75 Euro auf 138,75 Euro je Megawattstunde. An der Börse wurde der Base mit 139,35 Euro gesehen, der Peak mit 138,45 Euro.

Händler begründeten den Preisrückgang beim Day-ahead mit der deutlich höheren Erneuerbaren-Einspeisung, von 29,5 Gigawatt, die für den Donnerstag erwartet wird. Für den Mittwoch hatte Eurowind nur 16,8 Gigawatt vorhergesagt. Für die Tage bis Sonntag erwarten die Meteorologen des Wetterdiensts noch etwas höhere Beiträge von Wind- und Solarstrom von bis zu 39 Gigawatt täglich.

Am langen Ende legte das Cal 27 infolge höherer Gaspreise um 0,96 Euro auf 134,690 Euro je Megawattstunde zu.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Berichtstag nachgegeben. Der Dec 26 verlor bis gegen 13.33 Uhr um 0,57 Euro auf 84,21 Euro je Tonne. Das Hoch lag bei 85,12 Euro, das Tief bei 84,05 Euro.

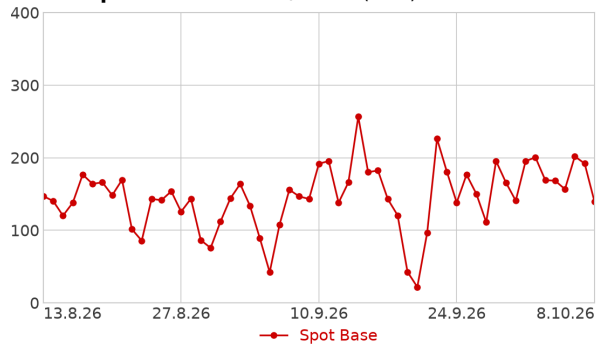
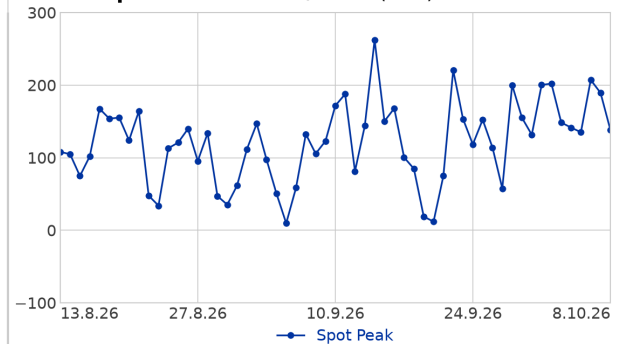
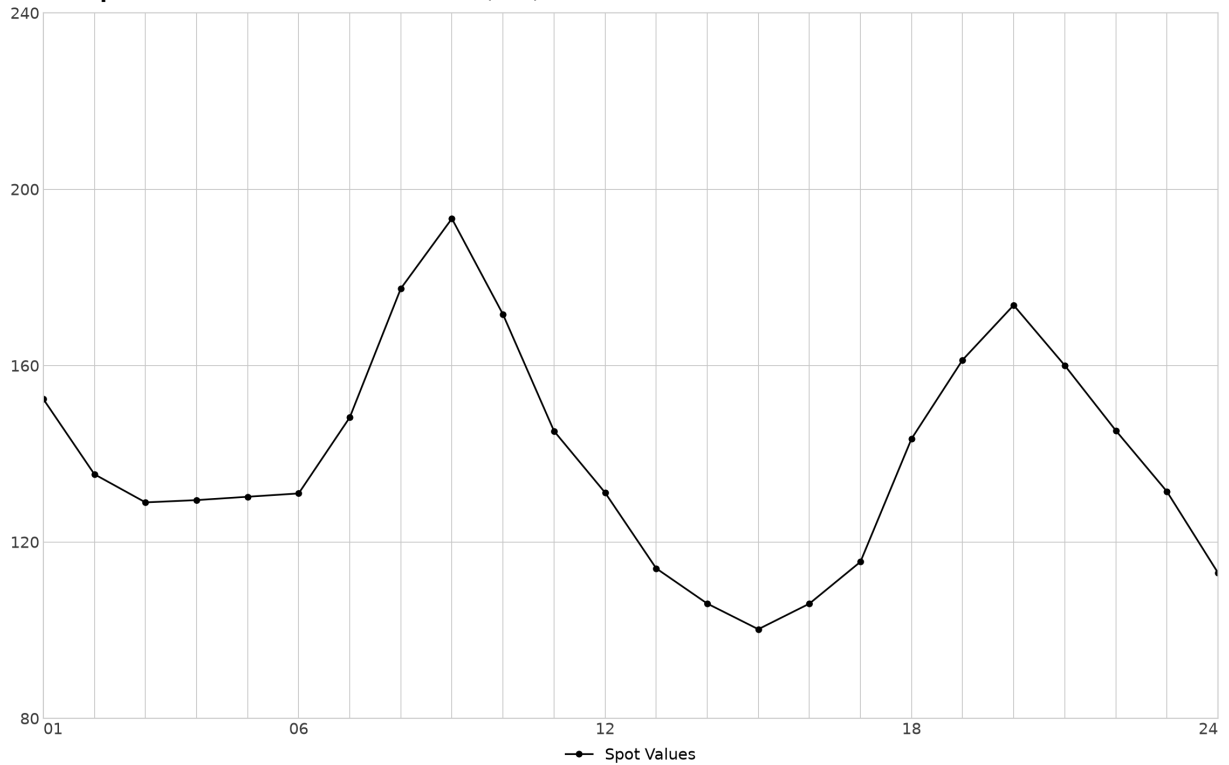
Unterdessen sind die Netto-Longpositionen spekulativer Anleger an der Börse ICE in der vergangenen Woche um 4,5 Millionen auf 32,2 Millionen EUA gefallen. Hoffnungen der CO₂-Bullen auf eine Erholung der Notierungen haben sich am Berichtstag nicht erfüllt. Laut Redshaw Advisors beläuft sich signifikanter Widerstand für den Dec 26 auf 85,88 Euro.

Erdgas: Fester haben sich die europäischen Gaspreise am Mittwoch gezeigt. Der richtungsweisende

Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.36 Uhr 2,051 Euro auf 77,751 Euro je Megawattstunde.

Marktbeobachter führen die Aufschläge zum Teil auf verstärkte Käufe zum Einspeichern zurück. An sich hat sich die Situation am Golf von der Angebotsseite her etwas entspannt. Auch die Wetterprognosen für Nordwesteuropa gehen nicht mehr von starker Abkühlung auf unterdurchschnittliche Werte im Oktober aus. Ungeplante Wartungsarbeiten in den norwegischen Feldern Dwalin und Heidrun beschränken die norwegischen Gasexporte am Berichtstag um 12,7 Millionen Kubikmeter auf immer noch sehr hohe 334,5 Millionen Kubikmeter. (cdg) // 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	07.10.26	German Power Nov-2026	177,56
M2	07.10.26	German Power Dec-2026	172,49
M3	07.10.26	German Power Jan-2027	186,27
Q1	07.10.26	German Power Q1-2027	174,12
Q2	07.10.26	German Power Q2-2027	113,07
Q3	07.10.26	German Power Q3-2027	120,35
Y1	07.10.26	German Power Cal-2027	135,73
Y2	07.10.26	German Power Cal-2028	102,27
Y3	07.10.26	German Power Cal-2029	88,67

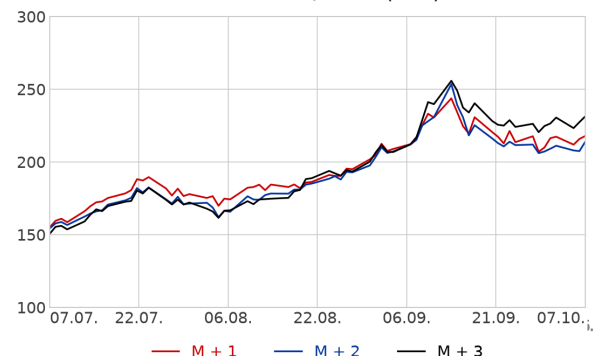
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	07.10.26	German Power Nov-2026	217,84
M2	07.10.26	German Power Dec-2026	213,84
M3	07.10.26	German Power Jan-2027	231,30
Q1	07.10.26	German Power Q1-2027	201,91
Q2	07.10.26	German Power Q2-2027	96,18
Q3	07.10.26	German Power Q3-2027	109,85
Y1	07.10.26	German Power Cal-2027	145,16
Y2	07.10.26	German Power Cal-2028	112,11
Y3	07.10.26	German Power Cal-2029	96,86

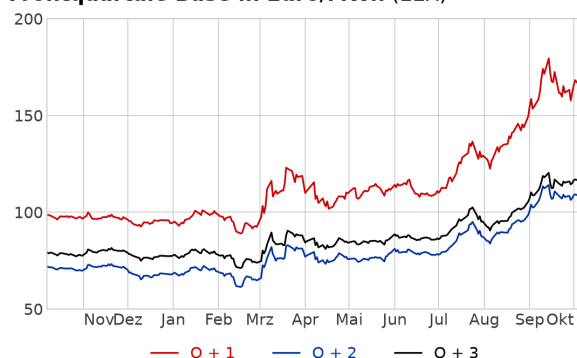
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



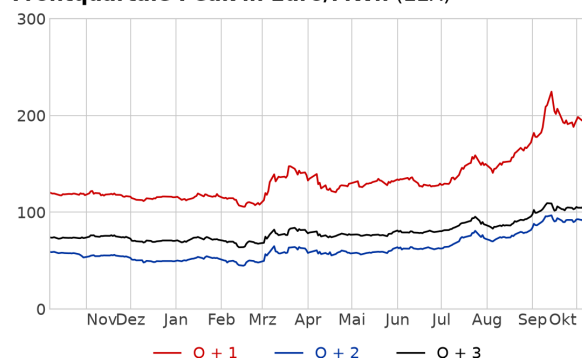
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



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

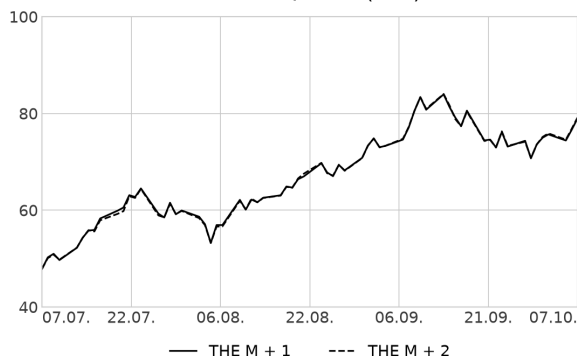
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	07.10.26	German THE Gas Nov-2026	78,96
M2	07.10.26	German THE Gas Dec-2026	79,14
Q1	07.10.26	German THE Gas Q1-2027	78,40
Q2	07.10.26	German THE Gas Q2-2027	62,78
S1	07.10.26	German THE Gas Sum-2027	60,65
S2	06.10.26	German THE Gas Win-2027	55,82
Y1	07.10.26	German THE Gas Cal-2027	64,47
Y2	07.10.26	German THE Gas Cal-2028	42,27

EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	07.10.26	139,35	EUR/MWh
Germany Spot peak	07.10.26	138,45	EUR/MWh
EUA Dezember 2026	07.10.26	86,91	EUR/tonne
Coal API2 Dezember 2026	06.10.26	144,65	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	07.10.26	78,85	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2026	07.10.26	78,96	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2027	07.10.26	64,47	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dec-2026	07.10.26	100,20	USD/bbl

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Ingenieur*in (w/m/d) für Elektrotechnik als Gruppenleitung Stromversorgung

Die Stelle ist bewertet nach Entgeltgruppe 13 der Entgeltordnung zum Tarifvertrag für Berliner Hochsc...
in Berlin

vor 2 h

● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit



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

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

vor 2 h

● Minijob ● Flexible Arbeitszeit



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

Du suchst einen bedeutungsvollen Nebenjob mit flexibler Zeiteinteilung? Dann bist du hier genau richti...
in Halle (Saale)

vor 2 h

● Minijob ● Flexible Arbeitszeit



Referent (m/w/d) Bilanzierungsmanagement Gas mit Schwerpunkt Kooperationsvereinbar...

Referent (m/w/d) Bilanzierungsmanagement Gas mit Schwerpunkt Kooperationsvereinbarung Gas St...
in Reutlingen

vor 2 h

● Festanstellung / Ausbildung ● Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit



Wir suchen: Post Doctoral Research Scientist - Bioinformatics (m/f/d)

Post Doctoral Research Scientist - Bioinformatics (m/f/d) Full-time Tätigkeitsfeld: Wissenschaft und F...
in Stuttgart

vor 2 h

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

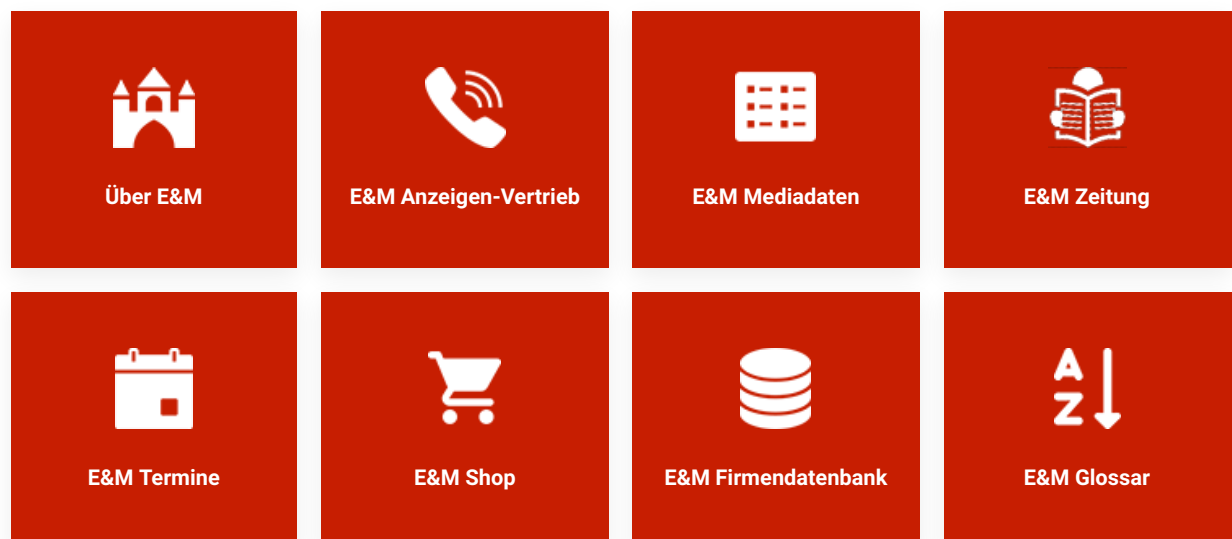


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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

Mühlfelder Str. 18 a - D-82211 Herrsching

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

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

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

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

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

Folgen Sie E&M auf:

