



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**113,54 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**47,34 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**4.622**

MW betrug die Höhe der Gebote für die Ausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen zum Gebotstermin 1. März. Erneut eine deutliche Überzeichnung

GAS

Speicherbefüllung gerät wegen hoher Gaspreise ins Stocken

WÄRME

Bayer Berlin bekommt Fernwärmeanschluss

BILANZ

Uniper liefert deutlich schwarze Zahlen

Inhalt

TOP-THEMA

→ **STROMNETZ:** BNE fordert feste Regeln für flexible Netzanschlüsse

POLITIK & RECHT

- **POLITIK:** Verbände warnen vor Unsicherheit bei Wärmewende
- **PHOTOVOLTAIK:** PV-Ausschreibung doppelt überzeichnet
- **REGENERATIVE:** Österreichs E-Wirtschaft fordert Stromsteuer-Senkung

HANDEL & MARKT

- **GAS:** Speicherbefüllung gerät wegen hoher Gaspreise ins Stocken
- **KLIMASCHUTZ:** Studie nennt Hebel für Dekarbonisierung
- **STROMNETZ:** Studie warnt vor regulatorischem Flickenteppich für Batteriespeicher
- **WÄRME:** Eon sieht Milliarden-Sparpotenzial durch Wärmepumpen

TECHNIK

- **WÄRME:** Bayer Berlin bekommt Fernwärmeanschluss
- **WÄRME:** Serielle Sanierung gewinnt an Bedeutung
- **CONTRACTING:** Industriebetrieb nutzt Contracting für Braunkohleausstieg
- **BATTERIESPEICHER:** Baywa Re übernimmt Speicherbetrieb in Alfeld
- **STATISTIK DES TAGES:** Öffentliche Ladepunkte in Deutschland bis April 2026

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** Uniper liefert deutlich schwarze Zahlen
 - **BILANZ:** EnBW mit schwachem Start ins neue Jahr
 - **BILANZ:** MVV Energie erwirtschaftete weniger Gewinn
 - **PROSUMER:** Lichtblick und Viessmann bündeln Energieangebote
 - **UNTERNEHMEN:** Innio will in den USA an frisches Geld
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energiepreise steigen trotz schwächerem CO2
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

BNE fordert feste Regeln für flexible Netzanschlüsse



Quelle: Fotolia / Miredi

STROMNETZ. Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE) fordert bundeseinheitliche Regeln für flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA).

Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE) fordert eine gesetzliche Regelung flexibler Netzanschlüsse für Erneuerbare-Energien-Anlagen und Speicher im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Individuelle flexible Netzanschlussvereinbarungen hätten sich in der Praxis nicht bewährt und würden den Ausbau neuer Anlagen behindern, erklärte der Verband in einem Positionspapier. Statt individueller Verträge schlägt der BNE einen bundeseinheitlichen gesetzlichen Standardrahmen vor.

Der Netzanschluss sei inzwischen der zentrale Engpass beim Ausbau von Erzeugungsanlagen und Speichern. Der bislang diskutierte Redispatch-Vorbehalt entziehe vielen Projekten die wirtschaftliche Grundlage, erhöhe Strom- und Förderkosten und könne zudem europarechtswidrig sein. Auch die laufenden Branchendialoge zur Standardisierung flexibler Netzanschlussvereinbarungen hätten bislang keine praxistauglichen Ergebnisse hervorgebracht. Erwartet werde lediglich ein Baukastensystem mit individuell zu verhandelnden Klauseln. Dies reiche nicht aus, um die EEG-Ausbauziele im notwendigen Umfang umzusetzen.

Der Verband kritisiert insbesondere das Machtgefälle zwischen Netzbetreibern und Projektentwicklern. Netzbetreiber trügen selbst kaum wirtschaftliche Risiken, könnten aber Bedingungen vorgeben, die Projekte faktisch nicht finanzierbar machten. Hinzu komme die fehlende Standardisierung. Mehr als 800 Verteilnetzbetreiber arbeiteten mit unterschiedlichen Vertragsmodellen und Vorgaben. Dadurch entstünden lange Verhandlungen und erhebliche Unsicherheiten für Projektierer.

Unmittelbare Regelung im EEG

Besonders problematisch seien die Auswirkungen auf Co-Location-Speicher. Batteriespeicher würden durch restriktive Vorgaben häufig in ihrer Nutzung eingeschränkt. Teilweise untersagten Netzbetreiber das Laden in Redispatch-Situationen oder legten langsame Rampenvorgaben fest. Dadurch würden selbst sogenannte Grünstromspeicher unwirtschaftlich. Gleichzeitig fehle vielfach Transparenz über die tatsächliche Auslastung einzelner Netzabschnitte und bereits vergebene Kapazitäten. Ohne diese Informationen lasse sich eine flexible Netznutzung kaum sinnvoll planen.

Der BNE schlägt deshalb vor, flexible Netzanschlüsse unmittelbar im EEG zu regeln. Ein Gutachten, das der Verband bei der Kanzlei Becker Büttner Held in Auftrag gegeben hat, erläutert die Details. Kernpunkt ist ein gesetzlich verankertes Recht auf sogenannte Überbauung. Anlagenbetreiber sollen Netzverknüpfungspunkte auch dann nutzen dürfen, wenn die installierte Leistung oberhalb der aktuell verfügbaren Anschlusskapazität liegt. Voraussetzung wäre eine technische Begrenzung der tatsächlichen Einspeiseleistung. Die Einspeisung müsste viertelstundenscharf gemessen und bilanziert werden.

Zudem fordert der Verband einen gesetzlichen Anspruch auf beschleunigte Netzauskunft. Netzbetreiber sollen innerhalb von vier Wochen mitteilen müssen, welche Anschlusskapazität an einem gewünschten Netzverknüpfungspunkt ohne zusätzlichen Netzausbau verfügbar ist. Darüber hinaus spricht sich der Verband für eine gesetzliche Definition der wirtschaftlichen Zumutbarkeit beim Netzausbau aus. Als Grenze schlägt der BNE Netzausbaukosten von mehr als 15 Prozent der Errichtungskosten einer Anlage vor.

Zur Durchsetzung flexibler Netzanschlüsse fordert der Verband klare Sanktionsregelungen im EEG. Überschreitungen vereinbarter Einspeiseleistungen sollen viertelstundenscharf sanktioniert werden. Gleichzeitig müsse ein Rechtsanspruch auf digitale Einsicht in die Netzauslastung geschaffen werden. Flexible Netzanschlussvereinbarungen sollen nach den Vorstellungen des BNE weiterhin möglich bleiben, jedoch auf Basis klarer gesetzlicher Vorgaben.

Das 28-seitige Gutachten „[Gesetzesvorschläge für die Reduzierung der EE bedingten Netzausbaukosten](#)“ steht im Internet zum Download zur Verfügung. // [VON FRITZ WILHELM](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / canadastock

Verbände warnen vor Unsicherheit bei Wärmewende

POLITIK. Mehrere Energie- und Branchenverbände kritisieren den Entwurf zum Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG). Sie sehen Risiken für Klimaziele, Investitionen und die kommunale Wärmeplanung.

Der Referentenentwurf für das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) stößt in der Energie- und Heizungsbranche auf breite Kritik. Mehrere Verbände begrüßen zwar die geplante Vereinfachung des Rechtsrahmens, warnen aber zugleich vor Rückschritten bei der Wärmewende und mangelnder Investitionssicherheit.

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) bewertet insbesondere die geplanten Vereinfachungen bei der Heizungsmodernisierung positiv. Laut BDEW erfüllt die Bundesregierung damit eine zentrale Forderung der Branche. Zugleich fehle jedoch weiterhin ein verbindlicher und rechtssicherer Dekarbonisierungspfad für den Gebäudesektor.

Wacklige Biogastreppe

Kritisch sieht der Verband vor allem die sogenannte „Bio-Treppe“ beziehungsweise die geplante Grüngasquote ab 2028. Diese sei bislang lediglich angekündigt, aber nicht konkret ausgestaltet. Der BDEW fordert deshalb Klarheit über die vorgesehenen Minderungen von Treibhausgasen sowie über die künftig verfügbaren Mengen an Biomethan. Ohne belastbare Biomethan-Strategie seien weder ausreichende Mengen noch Preisentwicklungen abschätzbar.

Nach Einschätzung des BDEW müssen zudem die Reform des Gebäudeenergiegesetzes, die kommunale Wärmeplanung, die Entwicklung der Gasnetze sowie die künftige Fernwärmeregulierung stärker miteinander verzahnt werden. Andernfalls drohten Fehlinvestitionen und parallele Infrastrukturen. Die kommunale Wärmeplanung könne ihre Steuerungsfunktion nur erfüllen, wenn ihre Ergebnisse auch rechtlich verbindlich abgesichert würden.

Europäische Vorgaben nicht erfüllt

Auch der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) sieht deutliche Schwächen im Gesetzentwurf. BEE-

Präsidentin Ursula Heinen-Esser kritisiert insbesondere die Ausgestaltung der „Bio-Treppe“. Diese sehe bis 2040 lediglich einen Anteil von 60 Prozent erneuerbarer Energien in neu installierten Heizungen vor und bleibe hinter den europäischen Klimavorgaben zurück. Die Regelungen zur Kaskadennutzung von Holz seien dagegen aus Sicht des Verbandes überreguliert.

Heinen-Esser warnt zudem davor, dass fossile Heizungen nach dem aktuellen Entwurf weiterhin unbegrenzt betrieben werden könnten. Das bisher vorgesehene Verbot fossiler Heizungen ab 2045 müsse aus Sicht des Verbandes erhalten bleiben, um die Klimaziele zu erreichen. Problematisch seien außerdem die niedrigen Anforderungen an Hybridheizungen. Nach den derzeitigen Vorgaben müssten diese bis 2035 lediglich 15 Prozent der Wärme aus erneuerbaren Quellen bereitstellen.

Fernwärme benachteiligt

Der Branchenverband AGFW, der die Fernwärmewirtschaft vertritt, sieht durch den Gesetzentwurf Nachteile für Wärmenetze. AGFW-Geschäftsführer Frank Mattat fordert vergleichbare Rahmenbedingungen für alle Technologien der Wärmeversorgung. Wärmenetze würden im aktuellen Entwurf strukturell benachteiligt.

Der Verband spricht sich zugleich gegen eine Übererfüllung europäischer Vorgaben aus. Nationale Regelungen müssten praktikabel und investitionsfreundlich ausgestaltet werden, damit die Wärmewende nicht durch zusätzliche Komplexität gebremst werde.

Bioenergie und Wärmepumpen schlechter gestellt

Auch die Bioenergieverbände im Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB) verlangen Nachbesserungen. Sie fordern eine verbindliche Grüngasquote direkt im Gesetz. Laut HBB-Chefin Sandra Rostek brauche die Branche klare politische Leitplanken für Investitionen in erneuerbare Gase. Außerdem müsse die sogenannte Bio-Treppe auch auf Öl- und Gasheizungen angewendet werden, die seit Anfang 2024 installiert wurden.

Der Bundesverband Wärmepumpe (BWP) sieht im Gesetzentwurf ebenfalls Rückschritte gegenüber dem bisherigen Gebäudeenergiegesetz. BWP-Geschäftsführer Martin Sabel kritisiert vor allem die abgesenkten Anforderungen an neue Heizungen. Statt der bisherigen Vorgabe von 65 Prozent erneuerbarer Energien drohten deutlich niedrigere Mindestanteile.

Nach Angaben des BWP war seit 2025 jede zweite neu installierte Heizung eine Wärmepumpe. Der aktuelle Gesetzentwurf gefährde diese Entwicklung und schaffe neue Rechts- und Planungsunsicherheit für Industrie, Handwerk und Verbraucher. // [VON SUSANNE HARMSEN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

PV-Ausschreibung doppelt überzeichnet



Quelle: Jonas Rosenberger

PHOTOVOLTAIK. Der Wettbewerb um neue Solar-Freiflächenanlagen bleibt hoch. Die Bundesnetzagentur hat in der März-Runde fast 2.300 MW Leistung bezuschlagt.

Projektierer haben die Ausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen zum Gebotstermin 1. März 2026 erneut deutlich überzeichnet. Nach Angaben der Bonner Behörde gingen Gebote für 4.622 MW ein. Das Ausschreibungsvolumen lag bei 2.295 MW. Damit überstieg die angebotene Leistung das ausgeschriebene Volumen um gut das Doppelte.

Die Behörde erteilte 268 Zuschläge mit einem Umfang von zusammen 2.299 MW. Insgesamt gingen 532 Gebote ein, 39 davon schloss die Bundesnetzagentur vom Verfahren aus. Die Ausschreibung betraf PV-Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf baulichen Anlagen, die weder Gebäude noch Lärmschutzwände sind.

Zuschlagswerte sinken leicht

Die Zuschlagswerte lagen in der März-Runde zwischen 3,99 und 5,10 Cent/kWh. Den durchschnittlichen mengengewichteten Zuschlagswert bezifferte die Bundesnetzagentur auf 4,94 Cent/kWh. In der Vorrunde hatte er bei 5,00 Cent/kWh gelegen. Wie in früheren Gebotsrunden entfiel das größte Zuschlagsvolumen auf Projekte in Bayern mit 693 MW. Es folgten Niedersachsen (340 MW) und Baden-Württemberg (333 MW).

Nach Flächenkategorien lagen Projekte an Randstreifen von Autobahnen oder Schienenwegen mit 1.026 MW vorn. Auf Projekte auf Acker- oder Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten entfielen weitere 760 MW.

„Besondere Solaranlagen“ gewinnen an Bedeutung

Eine größere Rolle spielten nach Angaben der Bundesnetzagentur sogenannte besondere Solaranlagen. Diese Kategorie kam auf 59 Zuschläge mit 439 MW. Die Behörde teilte mit, besondere Solaranlagen hätten fast 15 Prozent des eingereichten Gebotsvolumens und fast ein Fünftel des Zuschlagsvolumens ausgemacht. Beides markiere den jeweiligen Höchststand und bedeute eine signifikante Steigerung gegenüber früheren Runden.

Bei besonderen Solaranlagen nutzen Betreiber dieselbe Fläche neben der Stromerzeugung für einen weiteren Zweck, etwa für Landwirtschaft. Solche Konzepte können damit Flächenkonkurrenz mindern, machen in der Ausschreibung aber weiter nur einen Teil des Volumens aus.

Wie die Bundesnetzagentur mitteilt, findet die nächste Ausschreibungsrunde für Solaranlagen des ersten Segments findet am 1. Juli 2026 statt. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Österreichs E-Wirtschaft fordert Stromsteuer-Senkung



Quelle: Shutterstock / lovelyday12

REGENERATIVE. Damit ließen sich die Kunden entlasten, ohne vermeintliche „Übergewinne“ der E-Wirtschaft abzuschöpfen und damit deren Möglichkeiten für nötige Investitionen zu verschlechtern.

Seit etwa fünf Jahren, spätestens aber seit dem Angriff Russlands auf die Ukraine, befinde sich die weltweite Energieversorgung in einem mehr oder weniger permanenten Krisenzustand. Das konstatierte der Präsident des österreichischen Elektrizitätswirtschaftsverbands Oesterreichs Energie und Chef des Energieunternehmens Verbund, Michael Strugl, bei einer Podiumsdiskussion am 11. Mai in Wien.

Der Krieg der USA mit dem Iran habe die Lage neuerlich verschärft. „Wir sind ja energiewirtschaftlich keine Insel, auch wenn das manche glauben. Und wir können das Problem der Energieversorgung nicht allein lösen. Das ist aufgrund der geopolitischen und geoökonomischen Zusammenhänge unmöglich.“ Nicht einmal im Stromsektor könne Österreich seine Versorgung ohne den europäischen Binnenmarkt

bewältigen.

Grundsätzlich gibt es hinsichtlich der Verringerung von Stromimporten drei Lösungen, erläuterte Strugl: „Entweder verbrauchen wir weniger oder wir erzeugen mehr oder wir tun beides. Das sollte selbstverständlich sein.“ Indessen wollten viele Kunden zwar günstigen Strom, seien aber nicht bereit, den Ausbau der Infrastrukturen für dessen Bereitstellung zu akzeptieren.

Dazu kämen lange Dauern der Genehmigungsverfahren sowie hohe Kosten, die im Österreichischen Netzinfrasturkturplan (ÖNIP) mit etwa 142 Milliarden Euro bis 2040 beziffert würden. „Wer soll das bezahlen, wer wird investieren?“, fragte Strugl, um zu antworten: Investieren würden die Unternehmen, wenn sie die Möglichkeit hätten, ihr Geld wieder zurückzuverdienen: „Und zahlen wird entweder der Stromkunde oder der Steuerzahler. Einen Dritten gibt es nicht.“

Stromsteuern senken

Klar ist laut Strugl, was Österreichs Politik angesichts dessen zur Entlastung der Kunden zu tun hat: „Es gilt, die Steuern und Angaben auf elektrische Energie zu senken. Und ich lasse mir nicht sagen, das gehe wegen unserer budgetären Probleme nicht. Wenn es die Spielräume nicht gibt, muss man sie eben schaffen.“

Dazu ließen sich etwa die Einnahmen aus der Versteigerung von Emissionshandels-Zertifikaten nutzen, was rund 300 Millionen Euro pro Jahr bringe. Eine weitere Milliarde Euro pro Jahr stehe durch die österreichische CO₂-Steuer zur Verfügung: „Statt dessen verlangt die Politik von uns als E-Wirtschaft, jährlich 200 Millionen Euro als sogenannte Übergewinnsteuer fürs Budget abzuführen.“

Überdies solle die Branche mit etwa 250 Millionen Euro den ab 1. Januar 2027 geplanten „Industriestrompreis“ finanzieren. Das passe mit dem Wunsch der Politik nach Investitionen der E-Wirtschaft in erneuerbare Energien sowie Netzinfrastukturen nicht zusammen.

Weiters forderte Strugl, den rechtlichen sowie regulatorischen Rahmen für die Investitionen zu verbessern. Dazu gehöre nicht zuletzt der zügige Beschluss des Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungs-Gesetzes (EABG). „Wir haben die Technik und das Know-how, und wir sind bereit, zu investieren“, versicherte Strugl.

Alois Schroll, der bei der Veranstaltung im Publikum anwesende Energiesprecher der Sozialdemokraten, die mit den Konservativen (Österreichische Volkspartei, ÖVP) und den Liberalen (Neos) im Bund regieren, konstatierte, am 12. Mai werde neuerlich über das EABG verhandelt. Er gab sich zuversichtlich, mit einer der beiden Oppositionsparteien, den Grünen oder der rechtsgerichteten Freiheitlichen Partei, zu einer Einigung zu kommen und damit die nötige Zweidrittelmehrheit zu sichern. „Unser Ziel ist, mit dem EABG kommende Woche ins Plenum zu gehen“, berichtete Schroll.

Strugl, im Hauptberuf Generaldirektor des Stromkonzerns Verbund, beendet seine Tätigkeit als Präsident von Oesterreichs Energie nach zwei Funktionsperioden am 15. Juni. Als sein Nachfolger ist der Vorstandschef der Salzburg AG, Michael Baminger, designiert. // **VON KLAUS FISCHER**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Erdgasspeicher Bernburg in Sachsen-Anhalt. Quelle: VNG

Speicherbefüllung gerät wegen hoher Gaspreise ins Stocken

GAS. Die Rahmenbedingungen für die Wiederbefüllung der Gasspeicher in Deutschland sind schwierig. Zu dieser Einschätzung kommt der Speicherverband Ines.

Der deutsche Gasmarkt, so die „Initiative Energien Speichern“ (Ines) war im Zeitraum von Mai 2025 bis April 2026 von einem spürbaren Verbrauchsanstieg und einer intensiven Nutzung der Gasspeicher im Winter geprägt. Trotz grundsätzlich ausreichender technischer Kapazitäten zur Einspeicherung würden hohe Gaspreise und veränderte Marktbedingungen aktuell aber für erhebliche Unsicherheiten mit Blick auf den Winter 2026/27 führen.

Modellrechnungen zeigten zwar, dass eine Befüllung der Speicher auf den aktuell vermarkteten Stand von 76 Prozent bis zum 1. November 2026 technisch möglich bleibe. Ob diese Kapazitäten tatsächlich genutzt werden, hänge jedoch wesentlich von der weiteren Preisentwicklung und vom Verhalten der Marktakteure ab.

Die wegen der Iran-Krise gestörten LNG-Lieferketten stark gestiegenen Gaspreise drehen den saisonalen Sommer-Winter-Spread nämlich ins Negative: Die Gaspreise für den kommenden Winter sind häufig niedriger als die für den Sommer. Damit fehlen aktuell wirtschaftliche Anreize zur Einspeicherung, die üblicherweise in der warmen Jahreszeit stattfindet.



Gasaufkommen und Gasverbrauch in den vergangenen zwölf Monaten.
Zur Vollansicht auf die Grafik klicken. Quelle: Ines

Bereits in den Sommermonaten 2025 lag der Gasverbrauch mit durchschnittlich rund 1,6 TWh pro Tag über dem Niveau des Vorjahres. Mit Beginn der Heizperiode stieg er nochmal deutlich an. Und schon im Oktober 2025 überwogen die Ausspeicherungen erstmals die Einspeicherungen. Im November und Dezember nahm die Entnahme aus den Speichern weiter zu.

Zwar blieb der Verbrauch im Dezember aufgrund vergleichsweise milder Temperaturen unter den Werten zu Jahresbeginn 2025, dennoch schloss das Jahr 2025 insgesamt mit einem Gasverbrauch von 910 TWh – ein Anstieg von 6,9 Prozent gegenüber 2024. Besonders prägend für die Gasbilanz war der kalte Januar 2026: Die Temperaturen lagen unter dem Niveau des Referenzjahres im Normalszenario, wodurch sich die Ausspeicherungen gegenüber Dezember fast verdoppelten. Rund 38 Prozent des im Januar verbrauchten Erdgases stammten aus Speichern.



Entwicklung der Speicherfüllstände in den vergangenen zwölf Monaten.
Zur Vollansicht auf die Grafik klicken. Quelle: Ines

Wegen des erhöhten Verbrauchs leerten sich die bereits zuvor unterdurchschnittlich gefüllten Speicher bis Anfang März 2026 auf nur noch rund 21 Prozent. Zwar führten die milden Temperaturen im März und April 2026 dazu, dass Importe und inländische Produktion den Gasbedarf wieder vollständig decken konnten und erste Einspeicherungen möglich wurden.

Aufgrund stark gestiegener Gaspreise wegen der Sperrung der Straße von Hormus bleibt die Wiederbefüllung der Speicher jedoch deutlich hinter früheren Jahren zurück. Am 1. Mai 2026 lag der durchschnittliche Speicherfüllstand in Deutschland lediglich bei rund 26 Prozent – ein Niveau, das zuletzt im Krisenjahr 2021/2022 erreicht wurde.

Versorgungssicherheit bei kaltem Winter gefährdet

Nach den Modellrechnungen von Ines wäre ein Speicherfüllstand von 76 Prozent bei normalen oder milden Wintertemperaturen ausreichend, um die Versorgungssicherheit im Winter 2026/27 zu gewährleisten. In einem kalten Szenario mit einem Temperaturniveau des Referenzjahres 2010 zeigen die Analysen jedoch Versorgungsknappheiten.

In diesem Fall könnten nach Berechnungen von Ines in den Monaten Januar, Februar und März 2027 Unterdeckungen von insgesamt 20 TWh auftreten. In den Modellrechnungen könnte an einzelnen Tagen über 35 Prozent des Gasverbrauchs nicht mehr gedeckt werden.

Sebastian Heinermann, Geschäftsführer von Ines erklärte dazu: Um auch auf einen sehr kalten Winter vorbereitet zu sein, müssten Speicherkapazitäten nicht nur ausreichend gebucht, sondern auch befüllt sein. „Wir wissen bereits aus dem letzten Winter, dass eine Buchungs- und Befüllungssituation in Höhe von 76 Prozent nur reicht, wenn das Wetter mitspielt.“ // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Studie nennt Hebel für Dekarbonisierung



(v.r.n.l.) KEI-Leiter Jakob Flechtner präsentiert mit Referentin Monica Villanueva und Fachgebietsleiter Kai Winkelmann die Studie „Transformationsfaktoren für eine klimafreundliche Industrie“. Quelle: KEI

KLIMASCHUTZ. Das Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI) hat in einer Studie Erfolgsfaktoren und Hemmnisse der Dekarbonisierung untersucht.

Das Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI) aus Cottbus (Brandenburg), hat am 12. Mai die Begleitstudie „Transformationsfaktoren für eine klimafreundliche Industrie“ veröffentlicht. Die rund 70 Seiten umfassende Analyse untersucht, welche Faktoren die Dekarbonisierung energieintensiver Industrien fördern oder bremsen und wie sich Klimaschutz und Wettbewerbsfähigkeit gegenseitig beeinflussen.

Grundlage der Untersuchung sind laut KEI 30 qualitative Interviews mit Unternehmen aus der Grundstoffindustrie, die an Projekten des inzwischen ausgelaufenen Bundesförderprogramms „Dekarbonisierung in der Industrie“ (DDI) beteiligt waren. Befragt wurden zwischen 2024 und 2025 Vertreterinnen und Vertreter aus Leitungspositionen verschiedener Branchen der energieintensiven Industrie.

Politischer Rahmen muss stimmen

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass Klimaschutz und Wettbewerbsfähigkeit nicht zwangsläufig im Widerspruch stehen. Entscheidend seien stabile Standortbedingungen, damit Investitionen in klimafreundliche Produktionsverfahren wirtschaftlich tragfähig würden. Das KEI identifiziert dafür technische, wirtschaftliche, infrastrukturelle, regulatorische und gesellschaftliche Einflussfaktoren.

Jakob Flechtner, Leiter des KEI, erklärte zur Veröffentlichung der Studie in einem Webinar, die Transformation zur klimaneutralen Industrie sei „weit mehr als eine technologische Herausforderung“. Unternehmen investierten nur dort, wo Energieversorgung, Infrastruktur, Nachfrage nach klimafreundlichen Produkten, gesellschaftliche Akzeptanz und regulatorische Rahmenbedingungen zusammenpassten.

Konkrete Handlungsempfehlungen

Für die Politik formuliert die Studie mehrere Handlungsempfehlungen. Dazu zählen laut KEI wettbewerbsfähige Energiepreise, schnellere und einheitlichere Genehmigungsverfahren sowie der koordinierte Ausbau von Energie- und Wasserstoffinfrastruktur. Zudem empfiehlt die Analyse, Leitmärkte für klimafreundliche Produkte zu schaffen und Unternehmen während der Transformationsphase bei Betriebskosten zu entlasten.

Für die Industrie selbst sieht die Untersuchung vor allem Kooperationen und Wissensaustausch als wichtige Erfolgsfaktoren. Regionale Zusammenarbeit, gemeinsame Infrastrukturprojekte und innovative Beteiligungsmodelle könnten Investitionen erleichtern und Risiken verteilen. Zudem nennt die Studie die Qualifizierung der Beschäftigten und eine offene Kommunikation über neue Technologien als Voraussetzungen für eine erfolgreiche Umsetzung.

Industrie ist auf dem Weg

Die Interviews zeigen laut KEI, dass viele Unternehmen bereits konkrete Dekarbonisierungsstrategien verfolgen. Rund 73 Prozent der befragten Unternehmen hätten klare Ziele und Zeitpläne für die Transformation formuliert. Einige strebten eine klimaneutrale Produktion bereits bis 2030 an. Als zentrale Maßnahmen nannten die Unternehmen die Elektrifizierung von Anlagen, den Wechsel auf klimafreundliche Energieträger, Prozessumstellungen, Energieeffizienzmaßnahmen sowie Ansätze der Kreislaufwirtschaft.

Nach Angaben des KEI steht für viele Unternehmen nicht mehr die Frage im Vordergrund, ob sie sich transformieren, sondern wie. Die Wirtschaftlichkeit beeinflusse vor allem die Geschwindigkeit und Priorisierung einzelner Maßnahmen. Unter den aktuellen Rahmenbedingungen falle die Wirtschaftlichkeitsrechnung vieler Dekarbonisierungsprojekte zwar negativ aus. Dennoch würden zahlreiche Unternehmen die Transformation als notwendig ansehen, um langfristig wettbewerbsfähig zu bleiben.

Förderprogramme bleiben nach Einschätzung der befragten Unternehmen ein wichtiger Faktor. Kurz- und mittelfristig dienen staatliche Förderungen dazu, wirtschaftliche Risiken zu begrenzen und Mehrkosten abzufedern, bis Märkte höhere Preise für klimafreundliche Produkte akzeptierten. Langfristig müssten sich Dekarbonisierungsmaßnahmen jedoch wirtschaftlich selbst tragen.

Die [KEI-Studie zu Transformationsfaktoren](#) steht als PDF zum Download bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Studie warnt vor regulatorischem Flickenteppich für Batteriespeicher



Quelle: Katia Meyer-Tien

STROMNETZ. Die sinnvolle Einbindung von Batteriespeichern ins Stromnetz ist eine der großen Herausforderungen der Energiewende. Das Beratungsunternehmen Neon legt dazu jetzt eine Studie vor.

Wie können Batteriespeicher ihre Stärken – schnelle Schaltfähigkeit und hohe Leistung – ausspielen und negativen Auswirkungen des Speicherbetriebs, wie beispielsweise die Verstärkung von Netzengpässen, reduziert werden? Und unter welchen Voraussetzungen können Betreiber optimale Investitions- und Einsatzentscheidungen treffen? Mit diesen Fragen beschäftigt sich die Studie „Regulierung von Batterien im Übertragungsnetz“ des Beratungsunternehmens Neon Neue Energieökonomik im Auftrag des Batterieherstellers Eco Stor.

Die Studie warnt davor, dass die parallele Entwicklung unterschiedlicher Vorgaben für Batteriespeicher durch Netzbetreiber, Bundesnetzagentur und Bundesregierung zu Widersprüchen und steigenden Projektfinanzierungskosten führen könnte: „Die aktuellen Diskussionen zeigen, dass wir dringend einen konsistenten regulatorischen Rahmen für Großspeicher brauchen“, lässt sich Anselm Eicke, Partner bei Neon und neben Alexander Neef und Lion Hirth einer der Autoren der Studie, zitieren. „Ohne abgestimmtes Gesamtkonzept droht ein regulatorischer Flickenteppich aus Netzentgelten, Anschlussauflagen und Betriebseinschränkungen, der Investitionen massiv erschwert und die Energiewende verteuert.“

Dabei identifizieren die Autoren vier zentrale Herausforderungen der Netzintegration von Batteriespeichern: vorhersehbare Netzengpässe, kurzfristige Netzengpässe, Auswirkungen auf die Frequenzstabilität sowie den politisch gewünschten Beitrag von Speichern zur Netzfinanzierung. Besonders kritisch seien kurzfristige Netzengpässe, die durch Intraday-Handel oder Regelenenergieeinsätze ausgelöst werden könnten. Der bestehende Redispatch-Prozess sei dafür oft zu langsam.

Anreize zur gezielten Ein- und Ausspeicherung

Als zentrales Instrument empfiehlt Neon dynamische Netzentgelte mit regionalen und viertelstündlichen Arbeitspreisen. Diese sollen Batterien dazu anreizen, Strom gezielt dort zu laden oder einzuspeisen, wo Netzengpässe reduziert werden. Laut Studie könnten solche Entgelte den Redispatchbedarf senken, sofern Netzengpässe ausreichend prognostizierbar seien.

Zusätzlich sprechen sich die Autoren für eine stärkere Einbindung von Batterien in den Redispatch aus. Dafür seien jedoch schnellere Prozesse und eine „finanziell neutrale“ Entschädigung notwendig. Von unvergütetem Redispatch rät die Studie ausdrücklich ab. Dies würde Fehlanreize sowohl für Speicherbetreiber als auch Netzbetreiber schaffen.

Für den Regelenenergiemarkt schlägt Neon eine Begrenzung der maximalen Regelleistung pro Netzanschlusspunkt vor. Hintergrund ist die Sorge vor einer räumlichen Konzentration großer Batterieleistungen. Bei einem Ausfall einzelner Netzanschlüsse könnten sonst erhebliche Mengen Regelleistung gleichzeitig wegfallen.

Auch Rampenvorgaben für Batterien hält Neon für notwendig. Leistungsänderungen zwischen und innerhalb von Bilanzierungsperioden sollten begrenzt werden, um zusätzliche Frequenzschwankungen zu vermeiden. Finanzielle Nachteile durch solche Vorgaben müssten allerdings kompensiert werden.

Keine pauschalen Einschränkungen

Kritisch bewertet die Studie pauschale Einschränkungen wie allgemeine Sperrzeiten, unkompenzierten Redispatch oder komplette Verbote des Netzbezugs. Derartige Maßnahmen könnten den Speicherhochlauf bremsen und damit auch die Energiewende verteuern.

Grundsätzlich halten die Studienautoren regionale Strommärkte oder eine Aufteilung der einheitlichen deutschen Gebotszone für sinnvoll. Da dies politisch derzeit aber nicht gewollt sei, habe man diesen Ansatz nicht weiter untersucht, heißt es in der Studie.

Die vollständige Studie „Regulierung von Batterien im Übertragungsnetz“ ist auf der Internetseite von Neon abrufbar // [VON KATIA MEYER-TIEN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Eon sieht Milliarden-Sparpotenzial durch Wärmepumpen



Quelle: Pixabay / Horst Koenemund

WÄRME. Einer Eon-Berechnung zufolge hätten durch den Einsatz von Wärmepumpen in der Heizsaison 2025/26 bundesweit rund 2,28 Milliarden Euro Energiekosten eingespart werden können.

Der flächendeckende Einsatz von Wärmepumpen in selbst genutzten Einfamilienhäusern hätte in der Heizperiode von Oktober 2025 bis März 2026 rund 2,28 Milliarden Euro Energiekosten eingespart. Das hat der Energiekonzern Eon auf der Grundlage von Daten des Statistischen Bundesamts, des Umweltbundesamts sowie des Energieverbands BDEW berechnet.

Eon geht dabei von 8,74 Millionen selbst genutzten Einfamilienhäuser in Deutschland aus, die bislang mit Öl oder Gas beheizt werden und einen durchschnittlichen jährlichen Wärmebedarf von jeweils 18.000 kWh haben. Rund 78 Prozent dieses Bedarfs entfallen laut Annahme auf die Heizperiode. Daraus ergibt sich für die sechs Wintermonate ein durchschnittlicher Verbrauch von knapp 14.000 kWh pro Gebäude.

Für die Kalkulation setzt Eon einen durchschnittlichen Erdgaspreis von 11 Cent/kWh an. Für Heizöl wurde ein Preis von 73,66 Euro pro Hektoliter berücksichtigt. Der angenommene Arbeitspreis für Wärmepumpenstrom lag bei 26 Cent/kWh. Tarifgrundpreise wurden anteilig einbezogen.

Neben den Kosteneffekten hat Eon auch mögliche CO₂-Minderungen berechnet. Würden alle bislang fossil beheizten Einfamilienhäuser auf Wärmepumpen umgestellt, könnten demzufolge in einer Heizsaison mit dem aktuellen Strommix rund 14,1 Millionen Tonnen CO₂ eingespart werden. Bei Nutzung von Ökostrom steige das rechnerische Einsparpotenzial auf 27,3 Millionen Tonnen CO₂.

Zusätzliche Einsparpotenziale sieht Eon in der flexiblen Steuerung von Wärmepumpen und im Einsatz eigener Photovoltaikanlagen. // [VON KATIA MEYER-TIEN](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK

Quelle: BEW-CEO Christian Feuerherd und Bayer-Berlin Chefin Bettina von Streit beim Spatenstich für die Fernwärmeversorgung Quelle: BEW

Bayer Berlin bekommt Fernwärmeanschluss

WÄRME. Der Berliner Firmensitz des Pharmazieunternehmens Bayer wird ab 2030 mit Fernwärme versorgt. Dafür erfolgte der erste Spatenstich mit der Berliner Energie und Wärme (BEW).

Am 12. Mai erfolgte in Berlin-Wedding der erste Spatenstich für den größten Neuanschluss im Berliner Fernwärmesystem seit gut 25 Jahren. Ab 2030 soll über eine neue Leitung der Standort von Bayer mit Fernwärme mit einer Leistung von 20 MW versorgt werden. Der Firmensitz ist 190.000 Quadratmeter groß und liegt im Norden der Stadt zwischen Nordhafen und Müllerstraße.

20 MW entsprechen rechnerisch der Heizlast von rund 5.700 durchschnittlichen Wohnungen mit 70 Quadratmetern Fläche. „Dass sich ein industrieller Schlüsselstandort wie Bayer langfristig für unsere Fernwärme entscheidet, ist ein starkes Vertrauenssignal – und ein gemeinsamer Schritt für die Wärmewende in Berlin“, sagte Christian Feuerherd, Vorsitzender der Geschäftsführung des kommunalen Versorgers Berliner Energie und Wärme (BEW) zum ersten Spatenstich.

Sein Unternehmen baue das Netz gezielt aus und stelle die Wärmeerzeugung Schritt für Schritt auf klimafreundliche Technologien um. „Partnerschaften wie diese zeigen: Fernwärme ist eine skalierbare Lösung – vom Kiez bis zur Industrie – und sie verbindet Klimaschutz mit verlässlicher Versorgung“, so Feuerherd.

Standort mit 5.000 Arbeitsplätzen

Bettina von Streit, Standortleiterin von Bayer in Berlin, erläuterte: „Der Standort Berlin-Wedding ist für Bayer ein zentraler Forschungs- und Produktionsstandort – dafür brauchen wir eine sichere, planbare Wärmeversorgung.“ Mit der langfristigen Entscheidung für Fernwärme schaffe das Unternehmen eine wichtige Voraussetzung, um die Wärmeversorgung schrittweise zu dekarbonisieren und den Standort resilient für die Zukunft aufzustellen, sagte sie.

Bayer ist in der Hauptstadt mit knapp 5.000 Mitarbeitenden einer der größten privaten Arbeitgeber. Der Standort im Wedding ist Sitz der globalen Unternehmenszentrale der Division Pharmaceuticals der Bayer AG. Hier werden pharmazeutische Produkte hergestellt, abgefüllt und verpackt. Zudem sind Funktionen wie

Forschung und Entwicklung, insbesondere in den Bereichen Onkologie und Radiologie, sowie globale Steuerungs- und Vermarktungsaufgaben der Division Pharmaceuticals am Standort angesiedelt.

Fernwärme als Hebel für Klimaschutz

Der Fernwärmeanschluss bei Bayer trage dazu bei, die Wärmeversorgung schrittweise klimaschonend zu gestalten. Mit voranschreitender Dekarbonisierung der Fernwärme sollen die Emissionen weiter sinken, auch im gewerblichen und industriellen Bereich.

Mit dem Projekt und der dafür errichteten Fernwärmeinfrastruktur vom Nordufer bis zur Fennstraße stärke die BEW die Versorgungsinfrastruktur in der Innenstadt und schaffe zusätzliche Kapazitäten für weitere Kunden. Für den Anschluss des Bayer-Standorts finden in den kommenden Monaten Leitungsarbeiten in der Tegeler Straße statt. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Serielle Sanierung gewinnt an Bedeutung

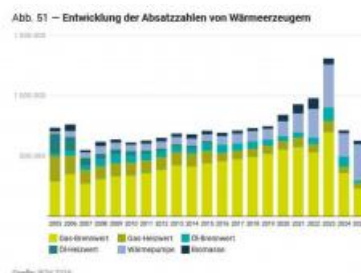


Quelle: Dena 2026

WÄRME. Der Dena-Gebäudereport 2026 zeigt eine steigende Nachfrage nach Wärmepumpen und seriellen Sanierungen. Auch die kommunale Wärmeplanung schreite voran, so die Deutsche Energieagentur.

Der Markt für erneuerbare Wärme wächst weiter, so die deutsche Energieagentur (Dena). Das geht aus ihrem aktualisierten Gebäudereport 2026 hervor. Demnach entfielen 48 Prozent der im Jahr 2025 verkauften Heizungen auf Wärmepumpen. Der Anteil von Gasheizungen sank gleichzeitig auf 44 Prozent. Laut den Daten profitiert die Entwicklung unter anderem von der Förderung über die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG).

Auch bei den geförderten Einzelmaßnahmen zeigt sich ein klarer Trend. Rund 85 Prozent der BEG-Maßnahmen für Wärmeerzeuger entfallen den Angaben zufolge auf Wärmepumpen. Hausbesitzende investierten damit verstärkt in Technologien, die sie unabhängiger von schwankenden Preisen für Öl und Gas machen sollen.



Entwicklung der Heizungsstruktur in Deutschland -
Für Vollbild auf die Grafik klicken
Quelle: BDH / Dena

Serielle Sanierungen nehmen Fahrt auf

Der Bericht verweist zudem auf eine anhaltend hohe Nachfrage nach seriellen Sanierungen. Im Jahr 2025 wurden erneut mehr als 1.000 Förderanträge für Projekte mit vorgefertigten Fassadenelementen gestellt. Die Methode kommt bislang vor allem bei Mehrfamilienhäusern zum Einsatz. Dadurch konnten laut

Gebäudereport bereits mehr als 6.000 Wohneinheiten energetisch modernisiert werden.

Mit einem Anteil von rund 24 Prozent an allen EH55- und EH40-Projekten habe sich das serielle Sanieren inzwischen als relevanter Bestandteil der energetischen Gebäudesanierung etabliert. Die Bauweise soll Planungs- und Bauzeiten verkürzen, indem Fassaden- und Dachelemente industriell vorgefertigt werden.

Trotz der Fortschritte sinkt der Wärme- und Endenergieverbrauch im Gebäudebereich nach Einschätzung der Autoren bislang nicht schnell genug, um die Klimaziele zu erreichen. Deshalb komme es nun auf verlässliche politische Rahmenbedingungen und stabile Förderprogramme an. Als wichtig gilt dabei insbesondere die angekündigte Umsetzung des Gebäudemodernisierungsgesetzes. Dieses soll Investitionssicherheit für Eigentümer, Wohnungswirtschaft und Handwerk schaffen.

Kommunale Wärmeplanung zu 56 Prozent abgeschlossen

Auch die kommunale Wärmeplanung kommt voran. Nach Daten des Kompetenzzentrums Kommunale Wärmewende hatten zum Ende des ersten Quartals rund 56 Prozent der großen Kommunen mit mehr als 100.000 Einwohnern ihre Wärmeplanung abgeschlossen. Die übrigen 44 Prozent befanden sich noch im Verfahren.

Bei Städten und Gemeinden mit 10.000 bis 100.000 Einwohnern haben laut Kompetenzzentrum bereits 84 Prozent ihre Wärmeplanung begonnen oder abgeschlossen. Auch kleinere Gemeinden holen auf: Dort befinden sich den Angaben zufolge inzwischen 49 Prozent im Planungsprozess oder haben diesen bereits beendet.

Die kommunale Wärmeplanung gilt als zentrale Grundlage für den Ausbau klimafreundlicher Wärmeversorgung. Städte und Gemeinden sollen damit festlegen, welche Technologien und Infrastrukturen künftig in einzelnen Quartieren eingesetzt werden können. Dazu zählen unter anderem Wärmenetze, Wärmepumpen oder die Nutzung industrieller Abwärme.

Der [Dena-Gebäudereport mit Stand April 2026](#) steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Industriebetrieb nutzt Contracting für Braunkohleausstieg



Quelle: Shutterstock / Boiko Y

CONTRACTING. Die „HoSt Group“ errichtet bei Osnabrück ein Biomasse-Heizkraftwerk mit 25 MW Leistung. Die Anlage ersetzt eine Braunkohlestaubfeuerung und zwei Gaskessel.

Die niederländische „HoSt Group“ hat mit dem Bau eines Biomasse-Heizkraftwerks in der Region Osnabrück begonnen. Die Anlage soll eine bestehende Braunkohlestaubfeuerung sowie zwei Gaskessel eines Industrieunternehmens ersetzen, teilte der Contracting-Dienstleister mit. Nach Unternehmensangaben investiert die Host Group als Contractor rund 35 Millionen Euro in das Projekt.

Das Heizkraftwerk erreicht eine thermische Leistung von 25 MW. Zusätzlich erzeugt die Anlage 2 MW elektrische Leistung. Der erzeugte Prozessdampf soll kontinuierlich mit bis zu 30 Tonnen pro Stunde bereitgestellt werden. Als Brennstoff nutzt die Anlage Industrierestholz aus der Region. Das Kraftwerk soll Mitte 2027 den Vollbetrieb aufnehmen.

Contracting mit zwölf Jahren Laufzeit

Host realisiert das Projekt via Contracting-Vertrag. Das Unternehmen übernimmt Planung, Finanzierung, Genehmigungen und Betrieb der Anlage. Host bleibt zugleich Eigentümerin des Kraftwerks. Die Betriebsverantwortung soll mindestens zwölf Jahre bei dem Unternehmen liegen. Für den Industriekunden entfallen damit eigene Investitionen in die Energieerzeugung. Der Abnehmer zahlt ausschließlich für die gelieferte Wärme und den Strom.

Mit dem Projekt ersetzt der Industriebetrieb die bisherige Versorgung auf Basis von Braunkohle und Erdgas. Nach Angaben des niederländischen Contracting-Unternehmens spart die Anlage jährlich rund 65.000 Tonnen CO₂ ein. Host-Geschäftsführer Tjeerd Smit erklärte, die Industrie benötige eine verlässliche Infrastruktur für den Umstieg auf CO₂-arme Energiequellen. „Dieses Projekt zeigt, wie industrielle Anwender ihren wesentlichen Energiebedarf dekarbonisieren können – ohne negative Auswirkungen auf ihre Kernprozesse.“

Die Host Group entwickelt Projekte zur Energieversorgung von Industrieunternehmen. Im Mittelpunkt stehen Anlagen zur Bereitstellung von Prozesswärme, Dampf und Strom aus Biomasse und anderen Reststoffen. // [VON HEIDI ROIDER](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Baywa Re übernimmt Speicherbetrieb in Alfeld



Batteriespeicherprojekt Alfeld in Niedersachsen. Quelle: Baywa Re

BATTERIESPEICHER. In Niedersachsen entsteht derzeit ein Batteriespeicher mit 282 MWh Kapazität und 137 MW Leistung. Baywa Re soll dafür die Betriebsführung über acht Jahre übernehmen.

Die Erneuerbaren-Tochter Baywa Re aus München hat sich den Auftrag für die Betriebsführung des Batteriespeicherprojekts Alfeld in Niedersachsen gesichert. Auftraggeber ist der dänische Investmentfonds Scale Fund. Der Vertrag läuft nach Angaben von Baywa Re über acht Jahre.

Das Projekt in Alfeld nahe Hildesheim (Niedersachsen) soll laut den Beteiligten das derzeit größte Batteriespeichersystem Deutschlands werden. Die Anlage erreicht eine Leistung von 137 MW und eine Speicherkapazität von 282 MWh. Der Bau läuft bereits. Die kommerzielle Inbetriebnahme planen die Projektpartner für den Beginn des dritten Quartals dieses Jahres.

Der Speicher soll laut Unternehmen vor allem Primärregelleistung bereitstellen. Für Baywa Re ist das Projekt ein weiterer Schritt im Geschäft mit großen Batteriespeichern. Bisher betreibt das Unternehmen nach eigenen Angaben vor allem Speicher innerhalb sogenannter Hybridprojekte. Dabei kombinierte Baywa Re Batteriespeicher mit Solar- oder Windparks. Alfeld entsteht dagegen als eigenständiges Großspeicherprojekt ohne direkte Kopplung an einen Erzeugungspark.

Für den Betrieb des Speichers setzt Baywa Re auf digitale Analyse- und Steuerungssysteme. Dabei arbeitet das Unternehmen unter anderem mit dem Münchner Softwareanbieter Twice zusammen. Baywa Re erhielt den Auftrag nach einem Ausschreibungsverfahren mit mehreren Wettbewerbern.

Der Markt für große Batteriespeicher wächst derzeit deutlich. Hintergrund ist der steigende Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem. Netzbetreiber und Energieunternehmen benötigen zunehmend flexible Anlagen, die Strom kurzfristig aufnehmen oder einspeisen können. Große Standalone-Speicher gelten dabei als wichtiger Baustein für Netzstabilität und Versorgungssicherheit. // [VON DAVINA SPOHN](#)

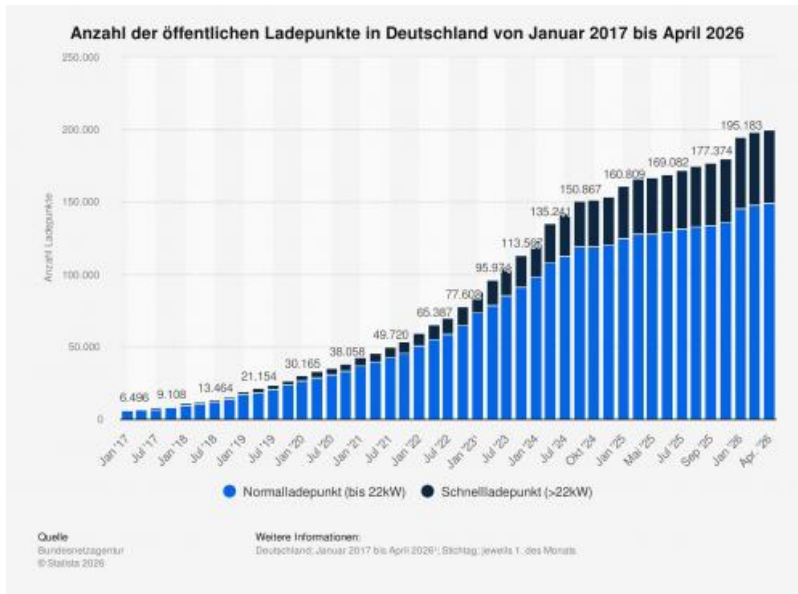
[^ Zum Inhalt](#)

Öffentliche Ladepunkte in Deutschland bis April 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.



Zur Vergrößerung bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Deutschlandweit waren am 1. April 2026 insgesamt rund 200.300 Ladepunkte für Elektrofahrzeuge in Betrieb, die das Anzeigeverfahren der Bundesnetzagentur abgeschlossen hatten. Die meisten Ladepunkte befanden sich im Bundesland Nordrhein-Westfalen.

*1 Die Veröffentlichung der Daten erfolgte zum Teil nur unregelmäßig. Dadurch finden sich für einige Monate keine Daten in der Statistik. Aufgrund von Nachmeldungen können sich die Daten der Vormonate verändern. Aus diesem Grund sind die Werte nicht uneingeschränkt miteinander vergleichbar.

// VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Fotolia / Andrey Popov

Uniper liefert deutlich schwarze Zahlen

BILANZ. Das staatsunternehmen Uniper hat seine Zahlen für das erste Quartal dieses Jahres vorgelegt. Die sind nicht schlecht.

Uniper hat im ersten Quartal anders als im Vorjahrszeitraum keine roten Zahlen geschrieben, nachdem die Optimierungsaktivitäten im Gasgeschäft das Ergebnis nicht mehr belastet hätten, wie der verstaatlichte Energiekonzern erklärte. Diese Belastung aus 2025 entfalle ab diesem Jahr, erklärte das in Düsseldorf ansässige Unternehmen. Die Jahresprognose für 2026 wurde bestätigt.

Das bereinigte Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen (Ebitda) lag nach drei Monaten bei 407 Millionen Euro, nachdem hier im Vorjahr ein Minus von 139 Millionen Euro angefallen war. Der bereinigte Nettogewinn belief sich auf 231 Millionen Euro - hier hatte im Vorjahr noch ein Fehlbetrag von 143 Millionen Euro zu Buche gestanden.

„Uniper ist gegenüber extremen Marktbewegungen resilienter aufgestellt als in der Vergangenheit“, sagte CEO Michael Lewis. Das Unternehmen beziehe derzeit kein Flüssiggas (LNG) aus dem Nahen Osten. „Unser diversifiziertes Gas- und LNG-Beschaffungsportfolio ist gegenüber geopolitischen Risiken und daraus resultierenden Marktschwankungen breit aufgestellt.“

Stabil entwickelte sich nach Unternehmensangaben auch das operative Geschäft trotz der hohen Preisvolatilität infolge des Konflikts im Nahen Osten. Im Segment Green Generation lag das bereinigte Ebitda mit 250 Millionen Euro leicht über Vorjahresniveau.

Das schwedische Wasser- und Kernkraftgeschäft profitierte von höheren Strompreisen in Nordskandinavien infolge geringerer Windstromproduktion und trockenen Wetters. Belastet wurde das Ergebnis hingegen durch die ungeplante Nichtverfügbarkeit des schwedischen Kernkraftwerks Oskarshamn 3 sowie geringe Wasserzuflüsse bei der deutschen Wasserkraft.

Im Segment Flexible Generation erreichte Uniper mit 156 Millionen Euro trotz kleinerem Portfolio und geringerer Stromerzeugung nahezu das Vorjahresniveau. Unterstützend wirkten dabei höhere Erlöse aus dem britischen Kapazitätsmarkt.

Uniper bestätigt die im März ausgegebene Jahresprognose, die für 2026 bei kleinerem Portfolio ein Ergebnis auf Vorjahresniveau vorsieht. Ziel ist ein bereinigtes Ebitda zwischen 1,0 und 1,3 Milliarden Euro sowie ein bereinigtes Nettoergebnis von 350 bis 600 Millionen Euro.

Uniper befindet sich zu 99,12 Prozent im Besitz des Bundes, nachdem das Unternehmen vor mehr als drei Jahren mit einer Geldspritze von rund 13,5 Milliarden Euro gerettet werden musste. Nach EU-Vorgaben muss Berlin seine Beteiligung auf 25 Prozent plus 1 Aktie abschmelzen. Bislang ist unklar, wie dies geschehen soll. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS
**DAS KARRIEREPORTAL FÜR
 DIE ENERGIEWIRTSCHAFT**

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

Energietechnik Erneuerbare Energien Energemanagement

08152 93 11 88 www.energiejobs.online

EnBW mit schwachem Start ins neue Jahr



45 von 64 Turbinen im Nordsee-Windpark He Dreiht sind schon installiert. Quelle: EnBW / Rolf Otzipka

BILANZ. Beim Energiekonzern EnBW ist der Gewinn in den ersten drei Monate des Jahres 2026 deutlich zurückgegangen.

Die Energie Baden-Württemberg AG meldet ein Adjusted Ebitda von knapp 1,2 Milliarden Euro (Vorjahr 1,4 Milliarden Euro). An der Ergebnisprognose für das Gesamtjahr 2026 hält EnBW fest: Das Adjusted Ebitda wird in einer Bandbreite von 4,6 bis 5,1 Milliarden Euro erwartet. Der Adjusted Konzernüberschuss ging im Vergleich zum 1. Vorjahresquartal um 39 Prozent auf 227,2 Millionen Euro zurück. Erklärt wird das mit geringeren Erlösen aus der Vermarktung der Erzeugungsmengen, dem Rückgang der Kohlekraftwerkskapazität sowie einer geringeren Stromproduktion in den Wasserkraftwerken.

Thomas Kusterer, stellvertretender Vorstandsvorsitzender und Finanzvorstand, erklärt dazu in einer Unternehmensmitteilung: „Der Großteil unseres Ergebnisses stammt aus den risikoarmen Geschäftsbereichen Netze und erneuerbare Energien. Bei Letzteren, etwa bei unseren Offshore-Windparks, sind die Erlöse größtenteils über langfristige Stromlieferverträge abgesichert, sogenannte PPA.“ Das aktuelle Windparkgroßprojekt „He Dreiht“ in der Nordsee kommt nach Angaben Kusterers gut voran: Bis heute wurden 45 von 64 Turbinen installiert. Für den Großteil der Kapazität habe man bereits PPA abgeschlossen.



Der Block 7 (Mitte) ist jetzt in der Netzreserve und auf dem Gelände des Kohlekraftwerks Heilbronn entsteht ein Gaskraftwerk (vor dem Kühlturm).

Quelle: EnBW / Fotomontage SCG-Architekten

Auf dem Weg zur Klimaneutralität, die im Jahr 2035 angestrebt wird, hat EnBW mit Ablauf des ersten Quartals 2026 im Kraftwerk Stuttgart-Münster letztmals Strom und Wärme aus Kohle erzeugt. Darüber hinaus wurde am 1. März 2026 der Block 7 des Kohlekraftwerks Heilbronn mit einer Leistung von 778 MW in die Netzreserve überführt. Bereits Ende 2025 hatte das Unternehmen mit Sitz in Karlsruhe seine Geschäftsanteile am Braunkohlekraftwerk Lippendorf verkauft.

Wegen des Ausstiegs aus der Braunkohle und des Rückgangs der Erzeugung aus Steinkohle sank der Umsatzanteil der Kohleverstromung am Gesamtumsatz in den ersten drei Monaten 2026 deutlich auf nur noch rund 3 Prozent. Parallel dazu hat sich die installierte Leistung aus erneuerbaren Energien von 3.700 MW oder 28 Prozent im Jahr 2018 auf zuletzt 7.400 MW oder 66 Prozent im Jahr 2025 mehr als verdoppelt.

Ergebnisse in den einzelnen Geschäftsbereichen

Im Segment **Systemkritische Infrastruktur**, das die Transport- und Verteilnetze für Strom und Gas umfasst, wurde in den ersten drei Monaten 2026 ein Adjusted Ebitda von rund 667 Millionen Euro erreicht (Vorjahr 684 Millionen Euro). Höhere Personalaufwendungen sowie ein temporärer Einmaleffekt, so heißt es, dämpften den Ergebnishochlauf. Wesentliche positive Effekte waren die Rückflüsse aus den hohen Investitionen in den Netzausbau.

Das Segment **Nachhaltige Erzeugungsinfrastruktur** erzielte ein Adjusted Ebitda von 429 Millionen Euro. Das Ergebnis hatte im Vorjahreszeitraum noch 691 Millionen Euro betragen. Im Bereich **Erneuerbare Energien** lag das Ergebnis bei 275 Millionen Euro nach 303 Millionen Euro im Vorjahr. Witterungsbedingt gab es bei den Wasserkraftwerken eine geringere Stromerzeugung, während sich gute Windbedingungen und die teilweise Inbetriebnahme des Offshore-Parks He Dreiht hier für ein Plus sorgte.

Im Bereich **Thermische Erzeugung und Handel** lag das Adjusted Ebitda bei 154 Millionen Euro (Vorjahr 388 Millionen Euro). Der Ergebnismrückgang resultierte aus niedrigeren Erzeugungsmengen nach dem planmäßigen Ausstieg aus Braun- und Steinkohlekraftwerken, gesunkenen Margen bei der Vermarktung der Strommengen sowie rückläufigen Erträgen aus dem Handelsgeschäft.

Das Adjusted Ebitda des Segments **Intelligente Infrastruktur** für Kundinnen und Kunden lag im ersten Quartal bei 143 Millionen Euro und verbesserte sich damit im Vergleich zum Vorjahreszeitraum mit 120 Millionen Euro. Hier machte sich der Ausbau der Schnellladeinfrastruktur positiv bemerkbar.

Kennzahlen EnBW

In Millionen Euro	1. Quartal 2026	1. Quartal 2025	+/- in Prozent
Adjusted Ebitda	1.158	1.410	-17,9
Adjusted Ebit	716	979	-26,8
Adjusted Konzernüberschuss	227	442	-48,6
Bruttoinvestitionen	1.167	1.480	-21,1

Quelle: EnBW // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

MVV Energie erwirtschaftete weniger Gewinn



Quelle: MVV

BILANZ. Der MVV-Konzern hat im ersten Halbjahr weniger verdient als im Vorjahr. Als Grund nennen die Mannheimer niedrigere Großhandelspreise bei Gas und Strom.

Das Mannheimer Energieunternehmen MVV Energie hat im ersten Halbjahr des Geschäftsjahres 2025/26 einen Ergebnismrückgang verzeichnet. Die bereinigten Umsatzerlöse beliefen sich in den ersten sechs Monaten auf 3,1 Milliarden Euro nach 3,5 Milliarden Euro im Vorjahreszeitraum. Die MVV beginnt ihr Geschäftsjahr am 1. Oktober. Hauptgrund für den Rückgang waren nach Unternehmensangaben niedrigere Großhandelspreise für Gas und Strom.

„Geopolitische Konflikte, volatile Energiemärkte und eine insgesamt eingetrübte konjunkturelle Lage bestimmen derzeit die Rahmenbedingungen für die Energiebranche“, sagte Vorstandschef Gabriel Clemens bei der Vorlage der Halbjahreszahlen. Zugleich verwies er auf die Bedeutung stabiler energiepolitischer Rahmenbedingungen. Weitere Unsicherheiten oder Verzögerungen, insbesondere bei der Wärmewende, könne sich Deutschland nicht leisten. Wirtschaft und Gesellschaft benötigten Orientierung und Verlässlichkeit, damit das notwendige Ambitionsniveau beim Umbau des Energiesystems erhalten bleibe.

Wie von MVV erwartet, sank auch das operative Ergebnis. Der Gewinn vor Steuern und Zinsen (Ebit) lag mit 188 Millionen Euro deutlich unter dem Vorjahreswert von 273 Millionen Euro. Belastend wirkten sich insbesondere eine geringere Anlagenverfügbarkeit im Umweltgeschäft sowie Ergebnismrückgänge in der Energieerzeugung, im Privat- und Gewerbekundengeschäft und im Bereich Commodity Services aus.

Positiv entwickelten sich dagegen das Windenergiegeschäft sowie das Wärmegeschäft durch kühlere Temperaturen. Das Adjusted Ebitda verringerte sich von 378 Millionen Euro auf 299 Millionen Euro. Der

bereinigte Periodenüberschuss nach Fremddanteilen sank von 131 Millionen Euro auf 80 Millionen Euro. Die Zahl der Beschäftigten lag zum 31. März bei 6.703 und damit leicht über dem Vorjahresniveau.

Hohe Investitionen bei der MVV

Trotz des schwierigeren Marktumfelds bestätigte MVV die Prognose für das laufende Geschäftsjahr. Das Unternehmen rechnet weiterhin mit einem Adjusted Ebit zwischen 200 Millionen Euro und 240 Millionen Euro.

Deutlich ausgeweitet hat MVV im Berichtszeitraum die Investitionen. Insgesamt flossen im ersten Halbjahr 358 Millionen Euro in neue Projekte. Das waren 156 Millionen Euro mehr als im Vorjahreszeitraum und nach Unternehmensangaben eines der höchsten Investitionsvolumina in der Unternehmensgeschichte.

International investierte MVV insbesondere in die Kreislaufwirtschaft. So begann im englischen Wisbech der Bau einer neuen thermischen Abfallbehandlungsanlage. In Deutschland lagen die Schwerpunkte auf der Strom- und Wärmeerzeugung sowie auf Ausbau und Modernisierung der Verteilnetze.

Für die weitere Dekarbonisierung der Fernwärme setzt MVV in Mannheim vor allem auf regionale Energiequellen. Geplant sind zusätzliche Flusswärmepumpen zur thermischen Nutzung des Rheins sowie der Ausbau der Geothermie.

Die „GeoHardt GmbH“, ein Gemeinschaftsunternehmen von MVV und EnBW, hat bereits erste Standorte für Geothermie-Heizwerke in Mannheim-Rheinau und Schwetzingen vorgestellt. Insgesamt plant MVV bis zu drei Geothermie-Heizwerke in der Region. Auch an den Standorten Kiel und Offenbach stellt der Konzern die Wärmeerzeugung schrittweise auf klimafreundliche Technologien um. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Lichtblick und Viessmann bündeln Energieangebote



Quelle: Pixabay / congerdesign

PROSUMER. Wärmepumpe, Solaranlage und Stromspeicher sollen künftig stärker zusammenarbeiten. Lichtblick und Viessmann entwickeln dafür ein gemeinsames Angebot.

Die Hamburger Lichtblick und Viessmann Climate Solutions aus Allendorf (Hessen) wollen gemeinsam integrierte Energielösungen für Privathaushalte anbieten. Ziel der Kooperation ist es, verschiedene Komponenten im Eigenheim technisch und digital miteinander zu verbinden. Dazu zählen Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen, Stromspeicher und Wallboxen ebenso wie Stromlieferverträge und digitale Energiedienstleistungen. Dies geht aus einer gemeinsamen Mitteilung der Unternehmen vom 12. Mai hervor.

Nach Angaben der Partner richtet sich das Angebot vor allem an Prosumer, also Haushalte, die selbst Strom erzeugen und zugleich Energie aus dem Netz beziehen. Die technische Infrastruktur liefert Viessmann Climate Solutions mit Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen, Stromspeichern und Wallboxen. Lichtblick ergänzt das Angebot um Stromtarife, Messstellenbetrieb und digitale Energiedienstleistungen.

Lichtblick verweist auf die Bedeutung einer stärkeren Vernetzung von Energieanwendungen im Haushalt. Eduard Gerlof, Senior Director B2C bei Lichtblick, erklärte, Prosumer sollten ihre selbst erzeugte Energie möglichst umfassend nutzen können. Gemeinsam mit Viessmann entstehe dafür eine technische Grundlage für eine vernetzte Energieversorgung im Eigenheim.

Steuerung nach Strompreis und Wetterdaten

Im Mittelpunkt der Zusammenarbeit steht laut Unternehmen das Produkt „StromWallet Dynamic Pro“ von Lichtblick. Es kombiniert einen dynamischen Stromtarif mit einem KI-gestützten Energiemanagementsystem. Dieses analysiert laut Mitteilung Wetterdaten, Erzeugungsprofile und den Energiebedarf im Haushalt. Auf dieser Basis soll das System Energieflüsse automatisch steuern und Verbrauch in günstige Zeitfenster verschieben.

Der dynamische Stromtarif orientiert sich an den Börsenstrompreisen im Viertelstundentakt. Haushalte sollen dadurch Zeiten mit niedrigen Strompreisen gezielt nutzen können, etwa zum Laden eines Elektroautos oder zum Betrieb eines Stromspeichers. Über eine App können Kunden laut Lichtblick Strompreise, Energieverbrauch und Kosten verfolgen sowie einzelne Anwendungen steuern.

Perspektivisch planen die Unternehmen weitere Dienstleistungen für eine flexible Stromnutzung. Dazu könnte nach Angaben von Lichtblick auch die Teilnahme von Privathaushalten an Flexibilitätsmärkten gehören.

Bundesweites Handwerkerkernnetz eingebunden

Fachhandwerksbetriebe aus dem Netzwerk von Viessmann Climate Solutions übernehmen laut Unternehmen Beratung, Planung, Installation und Wartung der Anlagen.

Lichtblick zählt eigenen Angaben nach mehr als 1,7 Millionen Kunden in Deutschland. Das Unternehmen gehört zum niederländischen Energiekonzern Eneco und erzielte im Geschäftsjahr 2024/25 einen Umsatz von 1,54 Milliarden Euro. Viessmann Climate Solutions entstand aus dem 1917 gegründeten Heiztechnikhersteller Viessmann und bietet heute Systeme für Wärme-, Wasser- und Luftlösungen sowie erneuerbare Energien an. // [VON DAVINA SPOHN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Innio will in den USA an frisches Geld



Quelle: INNIO

UNTERNEHMEN. Die Innio Group will an die Börse. Ein entsprechender Registrierungsantrag für die Wertpapiere wurde in den USA eingereicht, ist aber noch nicht in Kraft getreten.

Der Gasmotoren und BHKW-Hersteller Innio Group mit Hauptsitz im österreichischen Jenbach hat bei der US-Börsenaufsicht SEC einen Registrierungsantrag für einen geplanten Börsengang eingereicht, teilte der BHKW- und Energielösungsanbieter am 12. Mai mit. Das Unternehmen will seine Stammaktien in den USA am Nasdaq Global Select Market unter dem Kürzel „INIO“ listen lassen.

Der Zeitpunkt des Angebots, die Anzahl der angebotenen Aktien sowie die Preisspanne für das geplante Angebot sind laut Innio noch nicht festgelegt worden. Als Konsortialführer fungieren Goldman Sachs, J.P. Morgan und Morgan Stanley. Weitere Banken übernehmen Aufgaben als Bookrunner und Co-Manager. Der Börsengang steht unter dem Vorbehalt der Marktbedingungen sowie der Zustimmung der SEC.

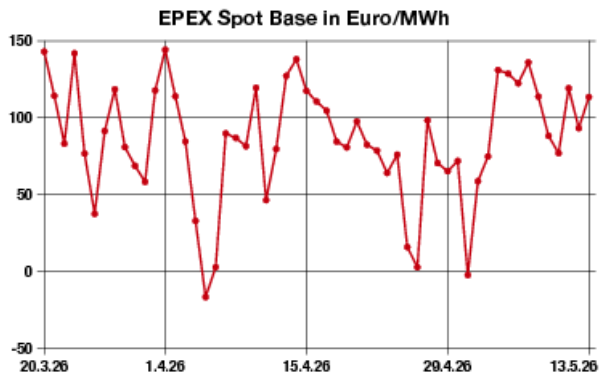
Innio weist in der Mitteilung darauf hin, dass der Registrierungsantrag noch nicht wirksam ist. Damit dürfen derzeit weder Wertpapiere verkauft noch verbindliche Kaufangebote angenommen werden. Der Börsengang soll ausschließlich auf Basis eines Prospekts erfolgen.

Zum Portfolio von Innio gehören unter anderem die Marken Jenbacher und Waukesha. Die Anlagen kommen etwa in Rechenzentren, Microgrids, Industrieanlagen sowie bei Anwendungen zur Netzstabilisierung zum Einsatz. Nach Unternehmensangaben sind weltweit Anlagen in rund 100 Ländern installiert. Innio beschäftigt mehr als 5.000 Mitarbeitende. // VON HEIDI ROIDER

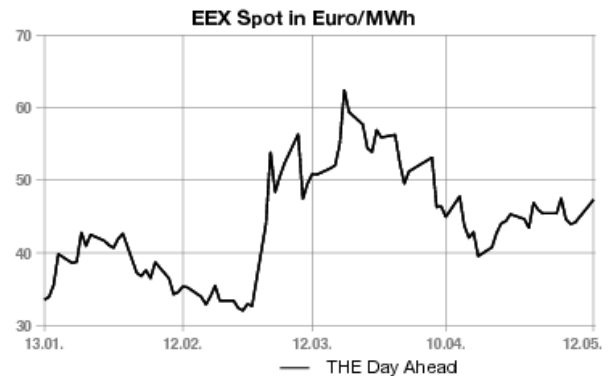
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energiepreise steigen trotz schwächerem CO2



Quelle: E&M

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

Die Energiepreise haben am Dienstag weiter zugelegt. Eine Ausnahme machte nur der CO₂-Markt, an dem der Dec 26 wegen der wachsenden Furcht vor Stagflationstendenzen Abgaben verzeichnete. Ein brüchiger Waffenstillstand zwischen den USA und dem Iran sowie tief gespaltene Positionen zur Beendigung des Krieges schüren die Befürchtungen eines länger andauernden Konflikts. „Wir bezweifeln, dass es in naher Zukunft eine Änderung in der diplomatischen Sackgasse zwischen dem Iran und den USA geben wird, da der US-Präsident und sein Team ihren Fokus auf China und den Gipfel am Mittwoch richten“, sagt Kathleen Brooks von XTB. In den nächsten ein oder zwei Tagen seien keine größeren Entwicklungen zu erwarten, die die Situation für die Energiemärkte ändern könnten.

Strom: Fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag gezeigt. Der Day-ahead gewann 20,25 auf 113,75 Euro je Megawattstunde im Base und 23,25 auf 99,25 Euro je Megawattstunde im Peak. An der Börse wurde die Grundlast mit 113,54 Euro ermittelt, die Spitzenlast mit 99,88 Euro. Händler verweisen auf die geringeren Beiträge von Wind und Solar als Grund für die Aufschläge beim Day-ahead. Während die Meteorologen von Eurowind für den Berichtstag noch 35,8 Gigawatt an Erneuerbarenbeiträgen prognostizieren, sollen am Mittwoch nur noch 28,3 Gigawatt zusammenkommen. Für Donnerstag, Christi Himmelfahrt, und für Freitag rechnet der Wetterdienst mit noch geringeren Einspeisemengen, die nicht mehr als 25,3 beziehungsweise 17,5 Gigawatt betragen sollen.

Am langen Ende legte das Strom-Frontjahr wegen der festeren Preise für Kohle und Gas um 1,52 auf 92,36 Euro zu.

CO₂: Schwächer haben sich die CO₂-Preise am Dienstag präsentiert. Der Dec 26 verlor bis gegen 13.15 Uhr um 0,77 auf 76,41 Euro je Tonne, nachdem er am Vortag infolge der Benchmark-Veröffentlichungen zum EU-ETS deutlich zugelegt hatte. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 10,2 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 77,35 Euro, das Tief bei 76,25 Euro.

CO₂ reagierte mit den Abgaben auf die wieder zunehmenden Spannungen in der Straße von Hormus. Nach den kräftigen Zugewinnen vom Montag hat sich die technische Situation für den Dec-26-Kontrakt allerdings deutlich verbessert. Um das kurzfristig bullische Momentum in eine längerfristige Aufwärtsbewegung zu überführen, ist laut Redshaw Advisors jedoch die Überwindung des April-Hochs bei 78,07 Euro nötig. Eine

weitere wichtige Widerstandsmarke ist in diesem Zusammenhang der gleitende 200-Tage-Durchschnitt, der aktuell bei 78,65 Euro verläuft.

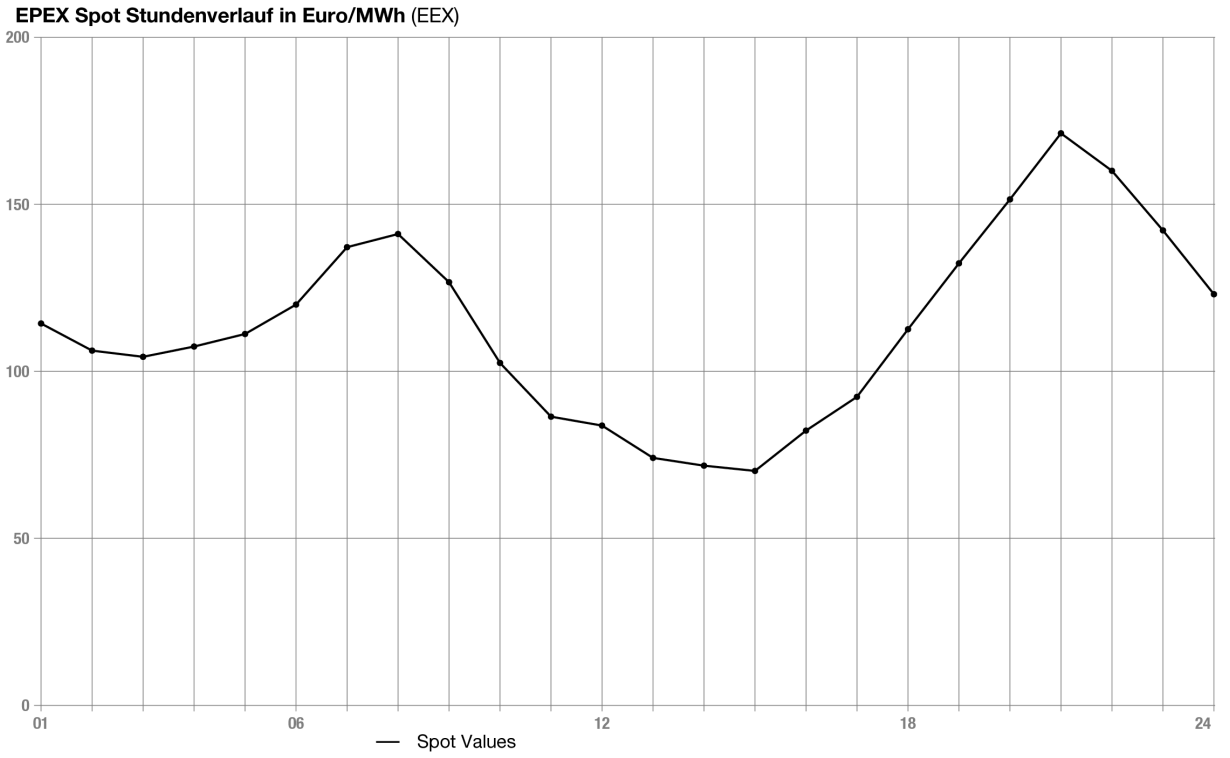
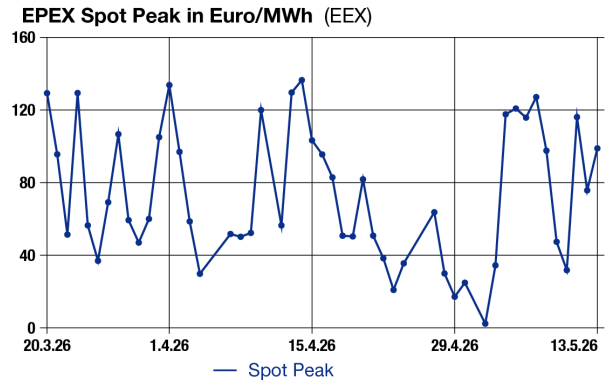
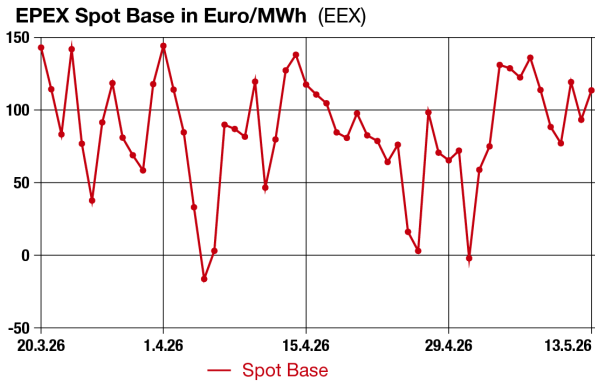
Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben sich am Dienstag fester gezeigt. Der Frontmonat Juni am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.11 Uhr um 0,900 auf 46,900 Euro je Megawattstunde. Der Day-ahead am deutschen THE erhöhte sich um 0,750 auf 47,350 Euro je Megawattstunde.

Gas vollzog damit in abgeschwächter Form die Bewegung von Brent nach, das ebenfalls Aufschläge verzeichnete. Gas profitiert außerdem von der derzeit kühlen Witterung, die sich bis Mitte der kommenden Woche in Nordwesteuropa und Deutschland halten soll. Zudem ist laut dem US-Wettermodell im genannten Zeitraum mit einer nur moderaten Windeinspeisung und einem überwiegend bedeckten Himmel zu rechnen. Der Gasflow aus Norwegen hat sich unterdessen etwas erholt und betrug am Berichtstag allerdings immer noch moderate 299,5 Millionen Kubikmeter. Ungeplante Wartungen wurden nicht gemeldet. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt



Strom Terminmarkt

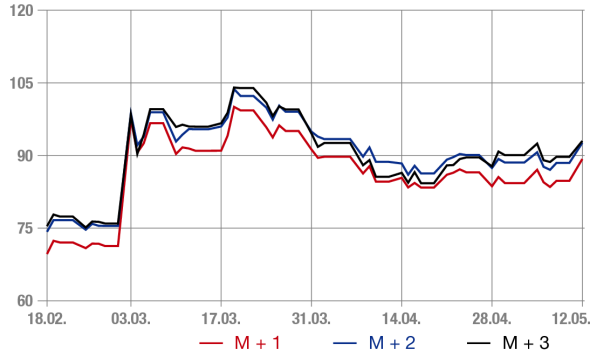
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	12.05.26	German Power Jun-2026	89,26
M2	12.05.26	German Power Jul-2026	92,61
M3	12.05.26	German Power Aug-2026	92,99
Q1	12.05.26	German Power Q3-2026	96,64
Q2	12.05.26	German Power Q4-2026	114,88
Q3	12.05.26	German Power Q1-2027	111,12
Y1	12.05.26	German Power Cal-2027	92,18
Y2	12.05.26	German Power Cal-2028	79,39
Y3	12.05.26	German Power Cal-2029	73,32

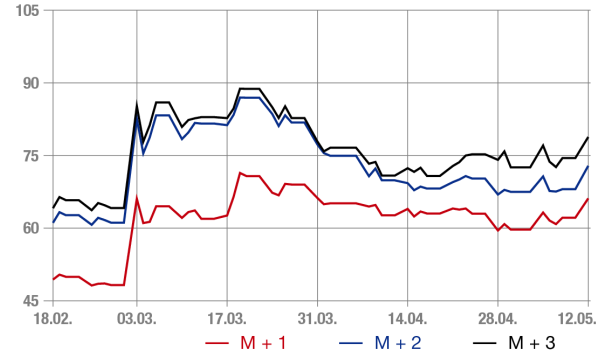
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	12.05.26	German Power Jun-2026	66,13
M2	12.05.26	German Power Jul-2026	72,86
M3	12.05.26	German Power Aug-2026	78,81
Q1	12.05.26	German Power Q3-2026	86,21
Q2	12.05.26	German Power Q4-2026	140,23
Q3	12.05.26	German Power Q1-2027	129,45
Y1	12.05.26	German Power Cal-2027	97,14
Y2	12.05.26	German Power Cal-2028	84,99
Y3	12.05.26	German Power Cal-2029	79,63

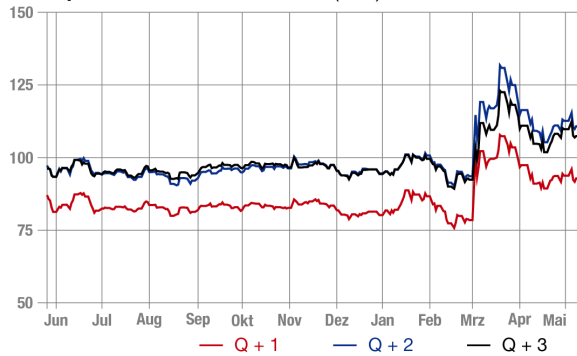
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



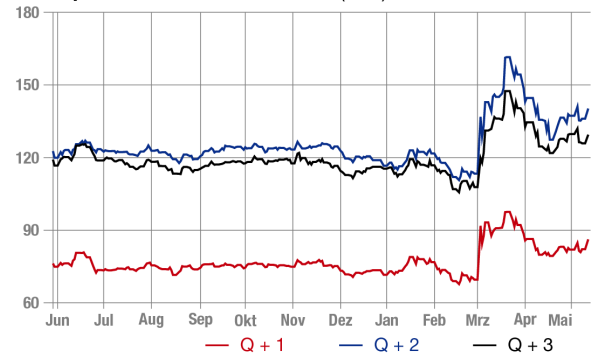
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



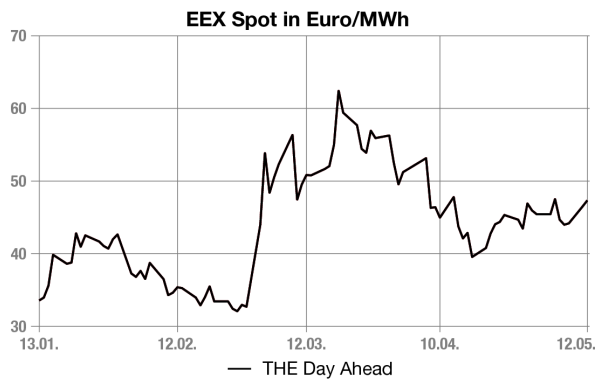
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



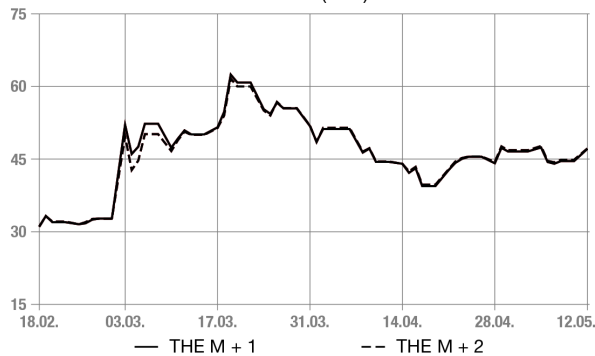
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

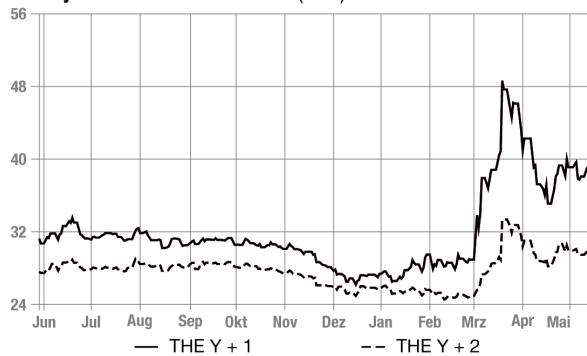
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	12.05.26	German THE Gas Jun-2026	47,09
M2	12.05.26	German THE Gas Jul-2026	47,18
Q1	12.05.26	German THE Gas Q3-2026	47,35
Q2	12.05.26	German THE Gas Q4-2026	47,41
S1	12.05.26	German THE Gas Win-2026	46,92
S2	12.05.26	German THE Gas Sum-2027	36,67
Y1	12.05.26	German THE Gas Cal 2027	39,13
Y2	12.05.26	German THE Gas Cal 2028	29,86



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



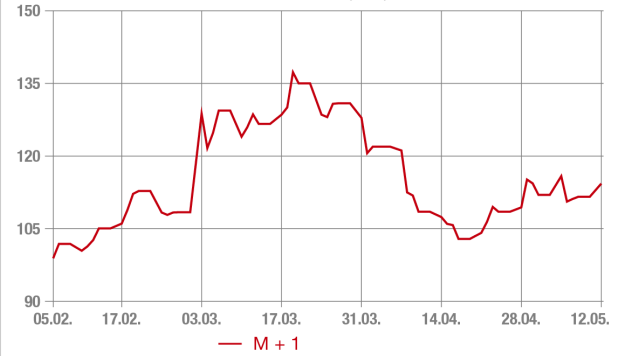
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	12.05.26	113,54	EUR/MWh
Germany Spot peak	12.05.26	98,88	EUR/MWh
EUA Juni	12.05.26	74,77	EUR/tonne
Coal API2 Juni 2026	12.05.26	114,30	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	12.05.26	47,34	EUR/MWh
German THE Gas Jun-2026	12.05.26	47,09	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	12.05.26	39,13	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2026	12.05.26	107,77	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Netzmeister*in im Fachgebiet Mittel-/Niederspannung Netzbetrieb (m/w/d)

Stellenbeschreibung: Willst Du gemeinsam mit uns das 36.000 Kilometer lange Berliner Stromnetz fit ...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

Freie Mitarbeit Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Sabbatical



Leiter:in Unterstützungsprozesse für die Rohrnetzbetriebsstelle Wuhlheide (w/m/d)

Über unsDie Berliner Wasserbetriebe sind mit über 4.800 Mitarbeiter:innen das größte Unternehmen d...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

Festanstellung / Ausbildung Homeoffice / Weiterbildung / Sabbatical



Kaufmännischer Angestellter (m/w/d) / Agrarkaufmann oder Gartenbau-/Agrarmanager (...)

Frische Kräuter, Fertigrasen Ihre Zukunft im nachhaltigen Anbau!Sie suchen nach einer beruflichen Her...
in Bürstadt

vor 2 h

Festanstellung / Ausbildung Weiterbildung



Controller / Bilanzbuchhalter / Finanzbuchhalter (m/w/d) für Photovoltaikhandel

Wir sind ein wachsender Onlinehandel, spezialisiert aufPhotovoltaikprodukte und erneuerbare Energiel...
in Troisdorf

vor 2 h

Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Mitarbeiterrabatte



Inbetriebnahmeingenieur (m|w|d) Wasserkraft Generator

Über die Voith Group Die Voith Group ist ein weltweit agierender Technologiekonzern. Mit seinem breit...
in Heidenheim

vor 2 h

Ausbildung / Freie Mitarbeit Weiterbildung

[WEITERE STELLEN GESUCHT? HIER GEHT ES ZUM E&M STELLENMARKT](#)

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



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



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

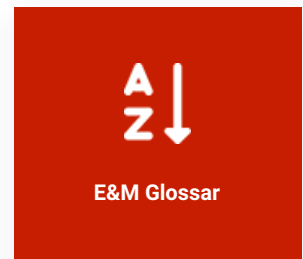
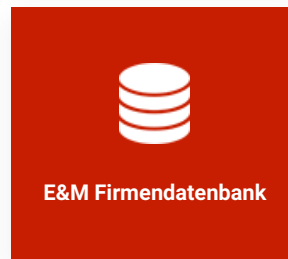
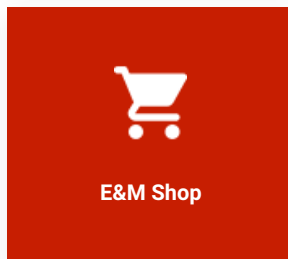
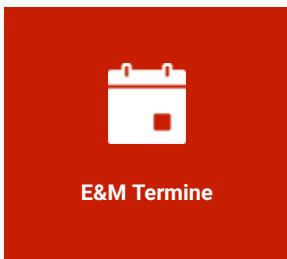
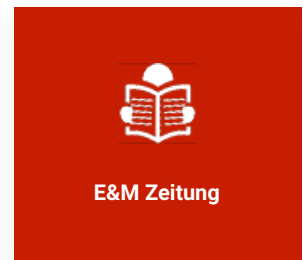
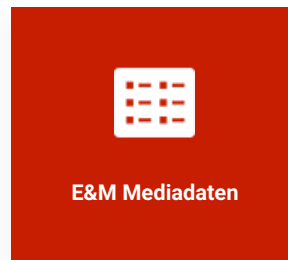
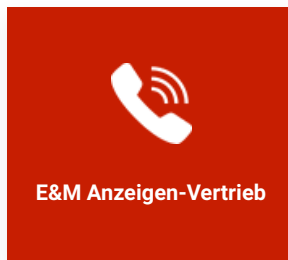
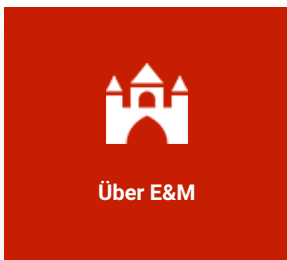
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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:

