



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM

94,85 €/MWh

EpeX Spot DE-LU Day Base

GAS

47,57 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

4,25

Milliarden Kubikmeter Erdgas wurden laut dem Jahresbericht des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG) im Jahr 2025 in Deutschland gefördert

POLITIK

Kabinett beschließt Gebäudemodernisierung

WASSERSTOFF

Großer Andrang auf erste Netzkapazitäten

BILANZ

Wind sorgt für gute Geschäfte bei RWE

Inhalt

TOP-THEMA

→ **GAS:** Straße von Hormus für Marktentwicklung entscheidend

POLITIK & RECHT

- **POLITIK:** Kabinett beschließt Gebäudemodernisierungsgesetz
- **STROM:** Kabinett bringt Kapazitätsmarkt auf den Weg
- **INSIDE EU ENERGIE:** Der lange Weg zum Energiebinnenmarkt

HANDEL & MARKT

- **WASSERSTOFF:** Großer Andrang auf erste Netzkapazitäten
- **PHOTOVOLTAIK:** PV-Ausbau stockt in Großstädten
- **STATISTIK DES TAGES :** Verteilung ausgewählter Energieträger im deutschen Strommix

TECHNIK

- **STROMNETZ:** 50 Hertz veröffentlicht Netzsoftware als Open Source
- **GAS:** Erdgasförderung in Deutschland stabilisiert sich wieder

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** Wind sorgt für gute Geschäfte bei RWE
- **BILANZ:** Eon mit gutem Jahresauftakt
- **BILANZ:** Verbund: Quartalsgewinn um 32 Prozent gesunken

- **UNTERNEHMEN:** Abo Energy kann saniert werden
 - **VERTRIEB:** Stadtwerke-Patzer kostet Wittens Wärme-Kunden tausende Euro
 - **RECHT:** Ermittlungen gegen Pforzheims Ex-Chef eingestellt
 - **PERSONALIE:** Magdeburgs Finanzchef gibt seinen Job schon wieder auf
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Schwächere Notierungen vor dem langen Wochenende
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Straße von Hormus für Marktentwicklung entscheidend



Quelle: Shutterstock / Igor Grochev

GAS. Die Internationale Energieagentur (IEA) sieht durch den Nahostkrieg erhebliche Risiken für die weltweite Gasversorgung. Ein Webinar beleuchtet die Folgen für LNG-Märkte und Preise.

Die Internationale Energieagentur (IEA) stellte am 12. Mai ihren aktuellen „Gas Market Report Q2 2026“ in einem Webinar mit dem Branchenverband „Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft“ vor. Im Mittelpunkt standen die Auswirkungen des Krieges im Nahen Osten auf die internationalen Gasmärkte sowie die Versorgungslage in den kommenden Monaten. Referenten waren die IEA-Analysten Gergely Molnar und Frederick Ritter.

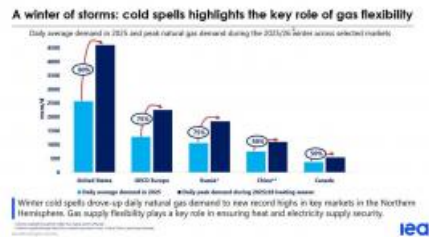
Laut der IEA hat insbesondere die faktische Schließung der Straße von Hormus Anfang März die globalen Gas- und LNG-Märkte erheblich unter Druck gesetzt. Die Unterbrechung wichtiger Schifffahrtsrouten und Angriffe auf Energieinfrastruktur hätten zu einem vorläufigen Ausfall von fast 20 Prozent des weltweiten Angebots an Flüssigerdgas (LNG) geführt. Dies habe starke Preisschwankungen ausgelöst und die Gaspreise in Europa und Asien auf das höchste Niveau seit der Energiekrise 2022/23 steigen lassen.

Marktauswirkungen für weitere zwei Jahre

Die IEA analysiert in ihrem Bericht sowohl kurzfristige Marktverwerfungen als auch mittelfristige Folgen für die LNG-Versorgung. Schäden an Verflüssigungsanlagen im Nahen Osten könnten laut der Organisation dazu führen, dass geplante zusätzliche LNG-Kapazitäten später ans Netz gehen als bislang erwartet. Besonders betroffen sei das Erweiterungsprojekt North Field East in Katar. Die IEA geht davon aus, dass sich die erwartete Entspannung auf den LNG-Märkten dadurch um mindestens zwei Jahre verzögert.

Nach Angaben der IEA hatten sich die internationalen Gasmärkte zu Beginn des Jahres 2026 zunächst stabilisiert. Neue LNG-Projekte, insbesondere in Nordamerika, hätten das Angebot deutlich erhöht. Zwischen Oktober 2025 und Februar 2026 sei der weltweite LNG-Handel im Vergleich zum Vorjahr um zwölf Prozent beziehungsweise 29 Milliarden Kubikmeter gestiegen. Einen wesentlichen Beitrag habe dabei die Plaquemines-Anlage im US-Bundesstaat Louisiana geleistet.

Die höhere LNG-Verfügbarkeit hatte laut IEA zunächst sinkende Preise zur Folge. In Europa lagen die TTF-Preise in den ersten beiden Monaten des Jahres 2026 rund 24 Prozent unter dem Vorjahreswert. In Asien gingen die Preise für Platts JKM im gleichen Zeitraum um 27 Prozent zurück.



Einfluss des kalten Winters auf den Gasverbrauch nach Regionen (hellblau 2025, dunkelblau 2026) -

Für Vollbild auf die Grafik klicken

Quelle: IEA

Iran-Krieg verteuert Gaspreise für Asien

Mit der Eskalation im Nahen Osten habe sich die Lage jedoch abrupt verändert. Die weltweite LNG-Produktion sank laut IEA im März gegenüber dem Vorjahr um acht Prozent beziehungsweise vier Milliarden Kubikmeter. Besonders stark betroffen gewesen seien Lieferungen aus Katar und den Vereinigten Arabischen Emiraten. Teilweise hätten neue LNG-Mengen aus Nordamerika und Afrika die Ausfälle kompensiert.

Die Preisentwicklung reagierte entsprechend deutlich. Die durchschnittlichen TTF-Preise lagen im März laut Bericht bei rund 18 US-Dollar pro MBtu. In Asien erreichten die JKM-Preise knapp 21 US-Dollar pro MBtu. Gleichzeitig nahm die Volatilität an den Märkten stark zu. Die Schwankungsbreite der asiatischen JKM-Preise (Japan Korea Marker) stieg laut IEA auf fast 300 Prozent und erreichte damit den höchsten Stand seit März 2022.

Gasnachfrage durch Staaten gesenkt

Nach Einschätzung der IEA wird die Nachfrageseite eine wichtige Rolle für die Stabilisierung der Märkte spielen. Mehrere asiatische Staaten hätten bereits Maßnahmen eingeleitet, um den Gasverbrauch zu senken und alternative Energieträger stärker zu nutzen. Auch in Europa ging der Erdgasverbrauch im März im Jahresvergleich um rund vier Prozent zurück. Grund dafür sei vor allem die gestiegene Stromerzeugung aus Wind- und Wasserkraft gewesen.

Die IEA weist zudem darauf hin, dass die Dauer der Einschränkungen in der Straße von Hormus entscheidend für die weitere Marktentwicklung sei. Jeder Monat ohne LNG-Transporte durch die Meerenge bedeute einen Ausfall von rund zehn Milliarden Kubikmetern LNG-Angebot.

Mittelfristige Auswirkungen erwartet

Mittelfristig erwartet die Organisation erhebliche Auswirkungen auf das weltweite LNG-Angebot. Allein die Schäden an LNG-Anlagen in Katar könnten die dortige Produktion bis 2030 um fast 70 Milliarden Kubikmeter reduzieren. Insgesamt summierten sich die erwarteten Angebotsverluste im Zeitraum 2026 bis 2030 auf rund 120 Milliarden Kubikmeter LNG.

Die aktuelle Krise verdeutlicht laut IEA die Notwendigkeit zusätzlicher Investitionen in die Gas- und LNG-Infrastruktur sowie einer engeren internationalen Zusammenarbeit zwischen Produzenten und

Verbrauchern. Zudem könnten langfristige Lieferverträge helfen, kurzfristige Preisschwankungen abzufedern, empfehlen die Analysten.

Der [1. Quartalsbericht 2026 der IEA zum Gasmarkt](#) steht als PDF in englischer Sprache zum Download bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

§ POLITIK & RECHT



Das Bundeskanzleramt in Berlin. Quelle: Georg Eble

Kabinett beschließt Gebäudemodernisierungsgesetz

POLITIK. Das Bundeskabinett hat das Gebäudemodernisierungsgesetz beschlossen. Es ersetzt das bisherige Gebäudeenergiegesetz und erlaubt neue Gas- und Ölheizungen unter Auflagen weiter.

Mit dem neuen Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) will die Bundesregierung die Regeln für die Wärmewende im Gebäudesektor neu ausrichten. Das Bundeskabinett beschloss den Gesetzentwurf aus dem Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) und dem Bundesbauministerium (BMWSB) am 13. Mai in Berlin. Das Gesetz soll das bisherige Gebäudeenergiegesetz (GEG) ablösen und nun im Bundestag beraten werden.

Zentraler Punkt der Reform ist die Abschaffung der bisherigen Vorgabe, wonach neu eingebaute Heizungen in der Regel mindestens 65 Prozent erneuerbare Energien nutzen müssen. Künftig sollen Eigentümer wieder frei zwischen verschiedenen Heizsystemen wählen können. Dazu zählen Wärmepumpen, Hybridheizungen, Biomasseanlagen sowie Gas- und Ölheizungen.

Nach Angaben der Bundesregierung bleibe der Klimaschutz über eine sogenannte „Bio-Treppe“ abgesichert. Wer ab 2029 neue Heizungen mit fossilen Brennstoffen nutzt, muss schrittweise steigende Anteile klimafreundlicher Energieträger einsetzen. Vorgesehen sind zunächst zehn Prozent Biomethan, Bioheizöl oder Wasserstoff ab 2029. Der Anteil steigt bis 2040 auf 60 Prozent.

Überprüfung 2030 geplant

Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche erklärte, das Gesetz setze stärker auf „Vertrauen, Technologieoffenheit und Machbarkeit“ als das bisherige Regelwerk. Bundesbauministerin Verena Hubertz sprach von mehr Planungssicherheit und größerer Entscheidungsfreiheit für Eigentümer und Branche.

Der Entwurf sieht eine Evaluierung im Jahr 2030 vor, ob die Vorgaben ausreichen, um das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen. Die Bundesregierung betont außerdem, dass die bestehende Förderung für den Heizungstausch mindestens bis 2029 erhalten bleiben soll.

Neu geregelt wird auch die Verteilung von Zusatzkosten zwischen Mietern und Vermietern. Demnach sollen

bei neu eingebauten Gas-, Öl- oder Flüssiggasheizungen die CO₂-Kosten und Gasnetzentgelte ab 2028 hälftig aufgeteilt werden. Ab 2029 gilt dies zusätzlich für die Mehrkosten der vorgeschriebenen biogenen Brennstoffe in den ersten Stufen der Bio-Treppe.

Viel Kritik von Umweltschützern

Kritik kommt von Umweltverbänden und der Opposition. Der Grünen-Politiker Michael Kellner erklärte, mit dem Entwurf sei das Klimaschutzziel 2045 nicht erreichbar. Fridays for Future demonstrierte am Mittwochmorgen vor dem Kanzleramt gegen die Reform.

Die Deutsche Umwelthilfe (DUH) sprach von einer „fossilen Rolle rückwärts“. Die Umweltorganisation sieht die Klimaziele gefährdet und kündigte rechtliche Schritte gegen das Gesetz in seiner jetzigen Form an. Auch Greenpeace und die Klima-Allianz Deutschland werfen der Bundesregierung vor, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu verlängern.

Für die kommunalen Unternehmen sagte VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing: „Der Entwurf enthält gute Ansätze.“ Dazu zähle die Abräumung „überbürokratischer Regelungen“. Allerdings verändere der Regierungsentwurf die Spielregeln bei der Wärmewende und bei der Wärmeplanung der Kommunen erheblich. „Die eigentliche Arbeit beginnt jetzt“, sagte Liebing in Bezug auf das parlamentarische Verfahren.

Die Koalition müsse rasch für Planungssicherheit für die Wärmewende sorgen. Dazu gehöre eine Biomethanstrategie sowie ein Wärmepaket aus KWKG, AVB Fernwärme und Wärmelieferverordnung, „am besten noch vor der Sommerpause“, so Liebing.

Der Chef des Stadwerkeverbands Thüga, Constantin H. Alsheimer begrüßte den Kabinettsbeschluss, forderte jedoch fairen Wettbewerb. „Was es braucht, ist Freiheit mit Verbindlichkeit.“ Leitgröße der Wärmewende sollte die Wärmeplanung sein, die auch gesetzlich mehr Verbindlichkeit braucht, forderte Alsheimer. Er kritisierte die geplante Kostenteilung zwischen Mietern und Vermietern. Diese schaffe Bürokratie und verzerre den Wettbewerb.

Gaswirtschaft erfreut

Der Branchenverband Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft sieht in der Reform zusätzliche Optionen für die Wärmewende im Gebäudebestand. Vorstand Timm Kehler verwies darauf, dass rund 13,9 Millionen Gasheizungen derzeit etwa 56 Prozent aller Wohnungen in Deutschland versorgen. Hybridheizungen und grüne Gase könnten daher eine wichtige Rolle spielen.

Das Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB) begrüßte, dass die Bundesregierung die verpflichtende Nutzungskaskade für feste Biomasse gestrichen hat. Dies sei ein entscheidender Schritt, um „die energetische Nutzung von Holz als unverzichtbare Säule einer sicheren, regionalen Wärmeversorgung nicht künstlich zu benachteiligen“.

Nach Angaben der Bundesregierung setzt das Gesetz die europäische Gebäuderichtlinie eins zu eins in deutsches Recht um. Zusätzliche Anforderungen über die EU-Vorgaben hinaus seien nicht vorgesehen.

Der **Gesetzesentwurf zum GModG** steht im Internet bereit. // **VON SUSANNE HARMSEN**

[^ Zum Inhalt](#)

Kabinettt bringt Kapazitätsmarkt auf den Weg



Quelle: Fotolia / animaflora

STROM. Die Bundesregierung hat das StromVKG beschlossen, das ab 2031 neue Kraftwerkskapazitäten absichern soll. Verbände kritisieren Kostenrisiken und Technologieeinschränkungen.

Mit dem Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätengesetz (StromVKG) hat das Bundeskabinett am 13. Mai den Rahmen für einen neuen Kapazitätsmarkt beschlossen. Das Gesetz aus dem Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) soll sicherstellen, dass ab 2031 ausreichend steuerbare Stromerzeugungskapazitäten zur Verfügung stehen. Hintergrund sind wachsende Anforderungen an das Stromsystem durch den Ausbau erneuerbarer Energien und den Kohleausstieg. Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) erklärte, erneuerbare Energien benötigten „gesicherte Leistung“ als Absicherung für Zeiten mit wenig Wind und Sonne.

Das StromVKG führt dazu einen Kapazitätsmarkt ein. Betreiber sollen künftig dafür vergütet werden, Kraftwerksleistung bereitzuhalten. Laut BMWE sollen zunächst Ausschreibungen für insgesamt 11.000 MW neuer steuerbarer Leistung erfolgen. Davon entfallen 9.000 MW auf sogenannte Langzeitkapazitäten, die Strom über längere Zeiträume bereitstellen können. Weitere 2.000 MW sollen technologieoffen ohne Langzeitkriterium ausgeschrieben werden. Die Verpflichtungsdauer beträgt jeweils 15 Jahre.

Weitere Ausschreibungen ab 2027

Ab 2027 und 2029 plant die Bundesregierung weitere technologieoffene Ausschreibungen. Dann sollen neben neuen Kraftwerken auch Speicher, flexible Verbraucher und Bestandsanlagen teilnehmen können. Das BMWE verweist darauf, dass europäische Analysen einen steigenden Bedarf an gesicherter Leistung ab den 2030er-Jahren erwarten.

Kritik am Gesetz kommt aus der Opposition. Katrin Uhlig (Grüne) bezeichnete es als verspätet und warf der Bundesregierung mangelnde Transparenz vor. Ihrer Ansicht nach fehle weiterhin ein klarer Plan für den Ausstieg aus fossilem Gas.

Auch Branchenverbände begrüßten zwar grundsätzlich den Vorstoß, äußerten aber deutliche Kritik an der Ausgestaltung. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) forderte nach Angaben seiner Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae schnelle Rechtssicherheit und klare Rahmenbedingungen für Investitionen. Der Verband warnte davor, dass unklare Vorgaben höhere Finanzierungskosten verursachen könnten.

Auch der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) sieht Nachbesserungsbedarf. Nach Einschätzung des Verbands droht der Gesetzentwurf kleinere und mittlere Unternehmen zu benachteiligen. Hohe finanzielle Sicherheiten und technische Anforderungen könnten insbesondere Stadtwerke von den Ausschreibungen ausschließen. Der VKU warnte vor einer zunehmenden Marktkonzentration im Kraftwerkssektor.

Branche fürchtet teures System

Der Verband der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI) kritisierte fehlende Angaben zu den erwarteten Kosten des Systems. Geschäftsführer Wolfgang Weber erklärte, die geplanten Kapazitätsausschreibungen würden ab 2031 zusätzliche Belastungen für den Strompreis verursachen. Zudem werde die Chance vertan, marktwirtschaftliche Instrumente wie eine Absicherungspflicht für Stromlieferanten stärker zu nutzen.

Die Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK) sprach von einer zu starken staatlichen Technologieleitung zugunsten von Gaskraftwerken. Sebastian Bolay, Bereichsleiter Energie, Umwelt und

Industrie der DIHK, erklärte, dadurch würden Preisrisiken und geopolitische Abhängigkeiten verstärkt. Stattdessen plädierte die DIHK für technologieoffene Marktmechanismen.

Thinktanks und Klimaschutzorganisationen fordern zugleich eine stärkere Berücksichtigung von Batteriespeichern. Der globale Thinktank Ember und die Initiative Klimaneutrales Deutschland (IKND) verweisen auf aktuelle Analysen, wonach Speichertechnologien systematisch benachteiligt würden.

Nach Angaben der Organisationen mussten 2025 rund acht Milliarden kWh Strom aus Wind- und Solaranlagen abgeregelt werden. Ein Teil davon hätte mit zusätzlichen Batteriespeichern genutzt werden können, von denen derzeit Projekte mit mehr als 10.000 MW Leistung in der Planung oder bereits im Bau seien.

Das BMWK will den Gesetzentwurf nun zügig durch Bundestag und Bundesrat bringen. Zudem benötigt das StromVKG noch die beihilferechtliche Genehmigung der Europäischen Kommission. Die Bundesregierung verweist darauf, dass bereits Anfang 2026 eine Grundsatzvereinbarung mit Brüssel erzielt worden sei.

Parallel plant die Bundesregierung weitere Maßnahmen zur Absicherung der Stromversorgung. Für 2027 kündigt das BMWK Ausschreibungen für wasserstofffähige Kraftwerke an. Ebenfalls vorgesehen sei ein weiteres Gesetz für einen umfassenden Kapazitätsmarkt ab 2032.

Der [Gesetzesentwurf zum StromVKG](#) steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Der lange Weg zum Energiebinnenmarkt



Quelle: Pixabay / NakNakNak / E&M

INSIDE EU ENERGIE. Unser Brüsseler Korrespondent Tom Weingärtner kommentiert in seiner Kolumne „Inside EU Energie“ energiepolitische Themen aus dem EU-Parlament, der EU-Kommission und den Verbänden.

Vor allem Strom wird immer noch überwiegend auf nationalen Märkten gehandelt, da es zwischen den Mitgliedstaaten Engpässe in den Übertragungsnetzen gibt. Für 2020 hatten sich die EU-Staaten das Ziel gesetzt, ihre Interkonnektor-Kapazität auf mindestens 10 Prozent des nationalen Verbrauchs auszubauen. Sechs Mitgliedstaaten (Frankreich, Italien, die Niederlande, Polen, Spanien und Griechenland) haben dieses Ziel immer noch nicht erreicht. Die Folge sind große Preisunterschiede zwischen den Mitgliedstaaten.

Die Ursachen für den schleppenden Ausbau des Energiebinnenmarktes haben jetzt die Denkfabriken Brookings Institution aus Washington und Centre on Regulation in Europe (CERRE) aus Brüssel untersucht. Die Integration der unterschiedlichen Energiemärkte (Strom, Gas, Wasserstoff und Wärme) mache den Bau neuer Leitungen und Pipelines nötig, aber auch den Abbau regulatorischer und kommerzieller Hürden.

Eine stärkere Integration könne die EU in allen drei Dimensionen der Energiepolitik voranbringen, schreiben die US-Forscher: bei der Versorgungssicherheit, der Bezahlbarkeit und der Nachhaltigkeit. Das gelte besonders für die Elektrizitätswirtschaft. Funktionierende, grenzüberschreitende Märkte wären unter normalen Umständen und in Krisenzeiten vorteilhaft.



Tom Weingärtner

Quelle: E&M

So könnten sich die Mitgliedsstaaten im Falle von Preisschocks oder Lieferausfällen besser gegenseitig unterstützen. Die Kosten und die Preise würden sinken, wenn die Meritorder auch grenzüberschreitend gelten und günstigere Angebote zum Zuge kommen würden. Angebotsschwankungen der Erneuerbaren könnten besser gemanaged und Abregelungen vermieden werden. Die EU-Kommission veranschlagt die möglichen Einsparungen auf rund 40 Milliarden Euro pro Jahr.

Für den Ausbau der Infrastruktur müssten die Mitgliedstaaten und die Privatwirtschaft allerdings zuvor viel Geld aufbringen. Die Schätzung der Kommission beläuft sich alleine für das Stromnetz auf 80 Milliarden Euro pro Jahr. Sie will für den Ausbau grenzüberschreitender Energieprojekte mehr Geld im EU-Haushalt bereitstellen. Ob die Mitgliedstaaten dabei mitmachen, ist aber unklar. Das meiste Geld müssten die Unternehmen in die Hand nehmen, die diese Kosten an die Verbraucher weitergeben.

Die Brookings Institution erwartet in einem echten Binnenmarkt zwar insgesamt erhebliche Kostensenkungen aber das bedeute nicht, dass jeder Verbraucher profitiere. Das Gleiche gelte für Unternehmen, die neue Konkurrenz bekommen würden. „Es entstehen Interessengruppen, die die Integration aufhalten.“ Als Beispiel verweist das Papier auf Norwegen, wo Strom günstig aus Wasserkraft erzeugt wird. Der Ausbau der Interkonnektoren in die EU führe dazu, dass mehr Strom in die Nachbarländer exportiert werde und in Norwegen die Preise steigen. 2025 kam es deswegen zu einer Regierungskrise.

Umgekehrt liege das Problem zwischen Frankreich und Spanien. Auf der iberischen Halbinsel werde viel günstiger grüner Strom erzeugt. Könnte dieser Strom nach Frankreich exportiert werden, würden die Preise dort sinken, was nicht im Interesse der staatlichen EDF sei. Die Regierung in Paris behindere deswegen den Bau neuer Leitungen zwischen den beiden Ländern.

Die geltende Regulierung der EU werde der Komplexität solcher Interessenkonflikte nicht gerecht, heißt es in dem Papier des CERRE. Das gelte auch für den Zehnjahres-Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber (Entsoe). Einzelne Projekte könnten nicht isoliert und über kurze Zeiträume bewertet werden. Wer, wie und in welchem Ausmaß von einem Interkonnektor profitiere, könne nur schwer prognostiziert werden. Eine Verständigung darüber, wer bezahlt oder was erstattet werde, sei deswegen oft nicht möglich, „besonders wenn ein Land Verluste macht oder nur indirekt profitiert“.

Generell gelte, dass in den exportierenden Ländern die Stromerzeuger profitierten und die Verbraucher das Nachsehen hätten, in den Importländern profitierten die Verbraucher und die Erzeuger würden Einbußen erleiden. Eine vollständige Kosten-Nutzenanalyse müsse außerdem Faktoren wie Nachhaltigkeit, CO₂-Emissionen, den Einsatz erneuerbarer Energien, Energieeffizienz oder die Versorgungssicherheit berücksichtigen.

Allerdings seien die Vor- und Nachteile selten symmetrisch verteilt. Eine schlichte Kostenteilung 50:50 sei dann nicht fair. Auch das weit verbreitete Territorialprinzip (jeder Übertragungsnetzbetreiber zahlt für seine Investition) werde den Verhältnissen nicht immer gerecht. Und dann sind da noch die Vor- und Nachteile in Ländern, die an einem Projekt gar nicht beteiligt sind, etwa Transitländer wie Deutschland, die von

Projekten in den Nachbarländern betroffen sein können. Die Übertragungsnetzbetreiber der Transitländer hätten zwar grundsätzlich ein Interesse daran, mehr Netzservices zu verkaufen, müssten dafür aber auch investieren. // VON TOM WEINGÄRTNER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / petrmalinak

Großer Andrang auf erste Netzkapazitäten

WASSERSTOFF. Die Nachfrage nach Transportkapazitäten im künftigen Wasserstoff-Kernnetz übertrifft bereits zum Start der Reservierungsphase die Erwartungen der Netzbetreiber.

Die Betreiber des Wasserstoff-Kernnetzes hatten die gemeinsame Reservierungsphase am 19. März 2026 gestartet. In einer ersten Bilanz stellen sie am 13. Mai fest, dass die Nachfrage nach Kapazitäten ihre Erwartungen bereits übertrifft.

„Das Interesse aus dem Markt ist ein klares Signal für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland“, kommentierte Barbara Fischer. „Gemeinsam schaffen wir die Grundlage für den Aufbau von Lieferketten und ermöglichen somit langfristige Investitionsentscheidungen im H2-Markt“, so die Geschäftsführerin der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas). Seit dem Start seien zahlreiche Reservierungsanfragen eingegangen, von denen ein Großteil bereits positiv mit der Vorlage eines Reservierungsangebots beantwortet worden sei.

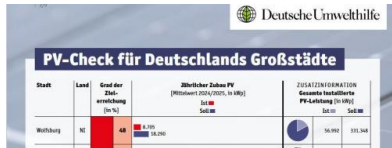
„Weitere Anfragen befinden sich aktuell in der Prüfung“, so Fischer. Die Nachfrage zeige, dass Unternehmen entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette frühzeitig konkrete Bedarfe anmelden und auf den Aufbau einer leistungsfähigen Transportinfrastruktur setzen.

Zum aktuellen Zeitpunkt wurden insgesamt 32 Anfragen gestellt. Dabei wurden in den Clustern Ein- und Ausspeisekapazitäten in Höhe von rund 2.900 MW und für den Clusterübergangstransport (CÜT) Kapazitäten in Höhe von bis zu 600 MW angefragt. Der früheste geplante Nutzungsbeginn ist 2027. Die Prüfung der Anfragen erfolgt auf Basis der Kapazitäten, die im zweiten Marktinformationspaket am 5. März durch die Netzbetreiber veröffentlicht wurden.

In Fällen, in denen die angefragten Kapazitäten über diesen Stand hinausgehen, kommt ein strukturierter Prozess mit Einzelfallprüfung zur Anwendung. Dieses Verfahren habe sich bewährt. „Alle bislang geprüften Anfragen konnten positiv beantwortet werden“, sagte Fischer. Eine weitergehende Information des Marktes ist zu einem späteren Zeitpunkt vorgesehen. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

PV-Ausbau stockt in Großstädten



Quelle: DUH

PHOTOVOLTAIK. Die Deutsche Umwelthilfe (DUH) sieht den Ausbau der Photovoltaik in deutschen Großstädten als unzureichend an und fordert Kurskorrekturen von der Bundesregierung.

Nur 17 von 82 untersuchten Großstädten haben in den vergangenen zwei Jahren ausreichend neue Photovoltaikanlagen installiert. Zu diesem Ergebnis kommt der „Photovoltaik-Check 2026“ der Deutsche Umwelthilfe (DUH). Die Umweltorganisation bewertet den Ausbau erstmals anhand verfügbarer Dach- und Freiflächenpotenziale der Kommunen und berechnete danach deren PV-Ausbauziele.

Demnach erhielten 44 Städte eine rote Karte, weil sie deutlich unter dem Ausbaupotenzial geblieben sind. Weitere 21 Städte bekamen eine gelbe Karte und müssten ihren jährlichen Zubau laut DUH um bis zu 25 Prozent steigern. Besonders kritisch bewertet die Organisation die Entwicklung in Potsdam, Rostock und Chemnitz. Diese Städte hätten ihre Ziele um mehr als 50 Prozent verfehlt. Auch alle untersuchten Millionenstädte, darunter Berlin, München und Frankfurt am Main, lägen hinter den Erwartungen zurück.

Die DUH verweist darauf, dass in den untersuchten Großstädten rund 18 Prozent des bundesweiten Potenzials für Dach-Photovoltaik lägen. Dieses Potenzial werde bislang nicht ausreichend genutzt. Gleichzeitig steige der Strombedarf in Städten durch Wärmepumpen, Elektromobilität und die Elektrifizierung der Wärmeversorgung.

Bundesregierung soll Politik korrigieren

Barbara Metz, Bundesgeschäftsführerin der DUH, kritisierte die aktuelle Energiepolitik der Bundesregierung. Laut Metz würden politische Rahmenbedingungen den Ausbau von Dach-Photovoltaik und Bürgerenergie erschweren. Sie warf Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche vor, mit der geplanten EEG-Novelle und dem Netzpaket zusätzliche Unsicherheiten für Investoren und Betreiber kleiner Dachanlagen zu schaffen.

Nach Einschätzung der DUH müsse insbesondere der Ausbau auf bestehenden Dachflächen beschleunigt werden, um zusätzliche Flächenkonflikte zu vermeiden. Rupert Wronski, stellvertretender Leiter Kommunalen Umweltschutz bei der DUH, erklärte, dass der geringe Ausbau in Städten den Druck auf Freiflächen erhöhe. Dort konkurrierten Solarprojekte zunehmend mit Landwirtschaft und Naturschutz um verfügbare Flächen.

Mieterstrom im Defizit

Zudem sieht die DUH Defizite bei Mieterstrommodellen. Laut Wronski fehlten in Deutschland weiterhin einfache und wirtschaftlich attraktive Möglichkeiten, Solarstrom innerhalb von Mehrfamilienhäusern oder Quartieren gemeinsam zu nutzen. Als Beispiel für einfachere Regelungen verwies er auf Österreich.

Positiv bewertet die DUH unter anderem die Städte Hanau, Paderborn, Ulm, Münster, Trier, Hamm und Gütersloh. Diese Kommunen hätten die von der DUH definierten Ausbauziele um mindestens 50 Prozent übertroffen. Auch Bremerhaven und Hagen hätten ihre Ergebnisse gegenüber früheren Auswertungen deutlich verbessert.

Für die Untersuchung wertete die DUH Daten aus dem Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur aus. Grundlage der neuen Berechnungsmethode ist das Ausbauziel des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) von 400 GWp bis 2040.

Anders als bisher verteilt die DUH die Ausbauziele nicht mehr pauschal nach Fläche, sondern orientiert sich am tatsächlichen Potenzial auf Dächern und konfliktarmen Freiflächen innerhalb bereits genutzter oder versiegelter Bereiche. Grundlage dafür seien Daten des Unternehmens EO Solar aus dem Jahr 2023 sowie Flächendaten des Statistischen Bundesamtes Destatis.

Die Übersicht zum **PV-Check der DUH 2026** steht als PDF zum Download bereit. // **VON SUSANNE HARMSEN**

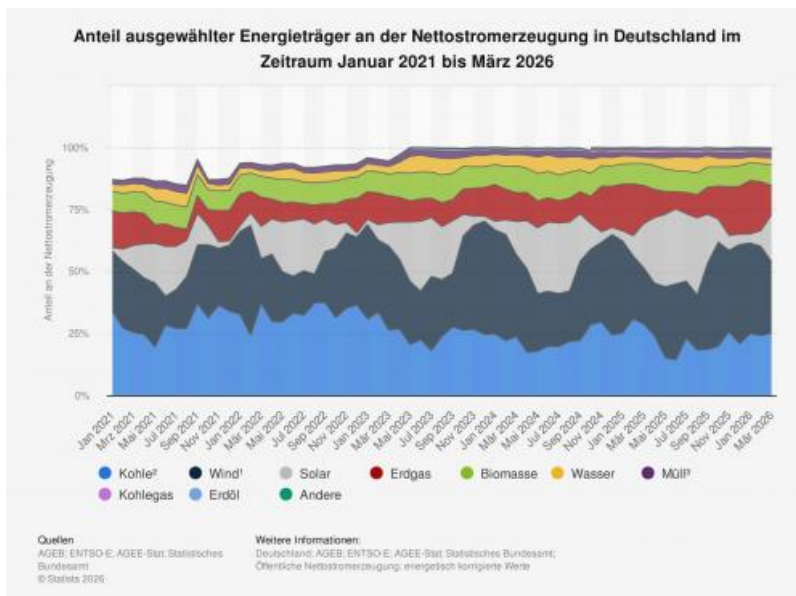
[^ Zum Inhalt](#)

Verteilung ausgewählter Energieträger im deutschen Strommix



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Die Statistik verdeutlicht, dass in den letzten Monaten neben den fossilen Energieträgern wie Erdgas und Kohle inzwischen insbesondere die erneuerbaren Energien zentraler Bestandteil der deutschen Stromerzeugung und -versorgung sind. Trotz Schwankungen hat unter anderem der Anteil der Nettostromerzeugung aus dem Energieträger Wind im dargestellten Zeitraum zugenommen und betrug im März 2026 rund 28,9 Prozent. Die Daten stammen von der AG Energiebilanzen e. V. (Ageb), dem Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (Enstoe), der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) und dem Statistischen Bundesamt.

- *1 On- und Offshore
- *2 Stein- und Braunkohle
- *3 Erneuerbarer und nicht-erneuerbarer Müll
- *4 Lauf- und Speicherwasser // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK



Quelle: Fotolia / Nmedia

50 Hertz veröffentlicht Netzsoftware als Open Source

STROMNETZ. Der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz hat die Open-Source-Software „ToOp“ vorgestellt. Das Tool soll Netzengpässe schneller und wirtschaftlicher bewältigen und steht anderen offen.

Der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz hat die Software „ToOp“ (Topology Optimizer) als Open-Source-Projekt veröffentlicht. Nach Angaben des Unternehmens steht das Werkzeug damit Marktteilnehmern, Forschungseinrichtungen und Entwicklerinnen und Entwicklern zur freien Nutzung, Weiterentwicklung und Integration zur Verfügung. Die Vorstellung erfolgte am 12. Mai in Berlin.

50 Hertz gehört zur belgischen Elia Group, die Stromübertragungsnetze in Deutschland und Belgien betreibt. Mit der Veröffentlichung von Toop verfolgt die Unternehmensgruppe nach eigenen Angaben erstmals eine umfassende Open-Source-Strategie für den Netzbetrieb. Ziel sei es, mehr Transparenz und eine schnellere gemeinsame Entwicklung digitaler Lösungen für europäische Stromnetze zu ermöglichen.

Hintergrund ist die zunehmende Komplexität im Netzbetrieb. Laut 50 Hertz führen der Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen sowie schwankende Einspeisungen aus Wind- und Solarenergie dazu, dass Netzbetreiber häufiger kurzfristige Entscheidungen zur Steuerung von Stromflüssen treffen müssen. Toop soll Leitwarten dabei unterstützen, Netzengpässe effizienter zu bewältigen und Redispatchmaßnahmen wirtschaftlicher zu gestalten.

Werkzeug für Lastflussberechnung

Kern der Software ist ein von 50 Hertz und der Elia Group entwickeltes Berechnungswerkzeug für Lastflüsse im Stromnetz. Die Anwendung wurde speziell für leistungsfähige Grafikkarten, sogenannte Graphics Processing Units (GPU), entwickelt. Diese Prozessoren können viele Berechnungen parallel ausführen. Dadurch sei Toop laut Unternehmen in der Lage, bis zu eine Milliarde Lastflussberechnungen pro Sekunde durchzuführen.

Auf Basis dieser Berechnungen analysiert das System zahlreiche Netzsituationen und schlägt Schalthandlungen vor, mit denen sich Stromflüsse im Netz gezielt umverteilen lassen. Die Vorschläge können nach unterschiedlichen Kriterien gefiltert werden. Damit sollen Mitarbeitende in Leitwarten

Entscheidungen schneller und fundierter treffen können.

Nach Angaben von 50 Hertz könnte die Software dazu beitragen, die Kosten für Redispatchmaßnahmen zu senken. Beim Redispatch greifen Netzbetreiber in die Einspeisung von Kraftwerken oder Anlagen ein, um Netzengpässe zu vermeiden.

Hintergrund von Toop

An der Entwicklung des Projekts waren mehrere europäische Netzbetreiber beteiligt. Dazu zählen die deutsch-niederländischen Übertragungsnetzbetreiber Tennet und Amprion, der britische Netzbetreiber National Energy System Operator sowie der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE.

Die Elia Group plant nach eigenen Angaben, weitere Software-Werkzeuge als Open Source bereitzustellen und sich zugleich stärker an bestehenden Projekten zu beteiligen. Gemeinsam mit Partnern wolle das Unternehmen ein offenes Software-Ökosystem für den Übertragungsnetzbetrieb aufbauen. Die Herausforderungen der Energiewende ließen sich effizienter bewältigen, wenn Netzbetreiber gemeinsame technische Lösungen entwickelten, erklärte das Unternehmen.

Die Entwicklung von Toop erfolgte im Rahmen des Projekts MCCS (Modular Control Centre System). Dabei handelt es sich um ein neues Leitsystem, das 50 Hertz derzeit für den Netzbetrieb entwickelt. Laut Unternehmen soll die modulare Architektur künftig die Integration weiterer digitaler Anwendungen erleichtern.

Die sogenannte „Kern-Engine“ von ToOp ist im Internet öffentlich verfügbar.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Erdgasförderung in Deutschland stabilisiert sich wieder



Quelle: Shutterstock

GAS. Knapp fünf Prozent des Erdgasbedarfs deckt Deutschland aus eigenen Quellen, teilt der BVEG in seinem Jahresbericht mit.

Der Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG) hat seinen Jahresbericht 2025 vorgelegt. Diesem zufolge wurden im vergangenen Jahr in Deutschland rund 4,25 Milliarden Kubikmeter Erdgas gefördert. Damit deckte die heimische Förderung rund 4,8 Prozent des deutschen Erdgasbedarfs, teilt der Verband mit. Gegenüber 2024 entsprach dies einem leichten Anstieg um gut zwei Prozent. Der Verband sieht darin eine Stabilisierung nach jahrelangen Rückgängen der Produktion.

Der Schwerpunkt der Erdgasförderung liegt weiterhin klar in Niedersachsen. Allein dort wurden 2025 rund 4,19 Milliarden Kubikmeter Erdgas produziert, was knapp 99 Prozent der gesamten deutschen Förderung entspricht. Besonders bedeutend waren die Förderregionen Weser-Ems mit 2,06 Milliarden Kubikmetern und Elbe-Weser mit 1,58 Milliarden Kubikmetern Erdgas. Zu den größten einzelnen Förderfeldern gehörten Goldenstedt-Oythe und Adorf.

Allerdings, so heißt es im Jahresbericht: Während die Förderung Anfang der 2000er-Jahre noch bei bis zu 21 Milliarden Kubikmetern lag, erreichte sie 2025 nur noch rund ein Fünftel dieses Niveaus. Ursache sei vor allem die zunehmende Erschöpfung bestehender Lagerstätten sowie die geringe Zahl neuer Erschließungen.

Trotzdem verweist der Verband auf weiterhin vorhandene Reserven. Zum Jahresende 2025 lagen die sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven in Deutschland bei rund 29 Milliarden Kubikmetern. Rechnerisch könnte die Förderung damit noch etwa sieben Jahre auf dem aktuellen Niveau fortgeführt werden. Darüber hinaus gebe es weitere geologische Ressourcen, die bislang wirtschaftlich oder technisch noch nicht erschlossen seien.

Ein weiterer Schwerpunkt des Jahresberichts sind die Erdgasspeicher. Das Arbeitsgasvolumen der Untertagegasspeicher lag 2025 bei rund 22,7 Milliarden Kubikmetern und entsprach damit mehr als einem Viertel des jährlichen Erdgasverbrauchs in Deutschland.

Kavernenspeicher zur Speicherung von Wasserstoff

In Deutschland standen 2025 insgesamt 14 Porenspeicher mit einem Arbeitsgasvolumen von 8,6 Milliarden Kubikmetern sowie 31 Kavernenspeicher mit rund 14,2 Milliarden Kubikmetern zur Verfügung. Der Verband hebt insbesondere die Bedeutung der Kavernenspeicher hervor, die flexibel nutzbar seien und künftig auch für die Speicherung von Wasserstoff an Bedeutung gewinnen könnten. Vor allem die Salzstöcke in Norddeutschland böten dafür gute Voraussetzungen.

Zu den größten Porenspeichern zählen Rehden mit rund 3,95 Milliarden Kubikmetern Arbeitsgasvolumen sowie Bierwang und Breitbrunn-Eggstätt. Bei den Kavernenspeichern gehören Epe-Uniper, Etzel-ESE und Nüttermoor zu den größten Standorten.

Neben Erdgas und Speichern widmet sich der BVEG inzwischen auch stärker der Tiefengeothermie. Der Verband sieht darin ein wichtiges Zukunftsfeld für die Wärmewende. Tiefengeothermie könne als jederzeit verfügbare erneuerbare Energie einen Beitrag zur klimaneutralen Wärmeversorgung leisten, insbesondere im Winter. Bis 2030 sollen in Deutschland 10 Milliarden kWh Wärme aus Tiefengeothermie für Wärmenetze bereitgestellt werden.

Nach Einschätzung des Verbandes hat die Tiefengeothermie 2025 deutlich an Dynamik gewonnen. Neben den bisherigen Schwerpunktregionen in Bayern und im Oberrheingraben gebe es zunehmend Aktivitäten im Norden und Westen Deutschlands. Viele Projekte befänden sich allerdings noch in frühen Planungs- und Erkundungsphasen. Der BVEG verweist dabei auf die Bedeutung von Untertage-Know-how aus der Erdgas- und Erdölindustrie für die Umsetzung künftiger Geothermieprojekte.

Der „[BVEG-Jahresbericht 2025](#)“ mit Statistiken und Infos zur Erdgas-, Erdöl- und Geoenergiebranche kann auf der Internetseite des BVES eingesehen werden. // [VON STEFAN SAGMEISTER](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: RWE

Wind sorgt für gute Geschäfte bei RWE

BILANZ. Die Investitionen in die Erzeugung mit erneuerbaren Energien zahlen sich beim RWE-Konzern immer aus. Der Energiehandel rutschte hingegen ins Minus.

RWE ist mit deutlichen Ergebniszuwächsen in das Geschäftsjahr 2026 gestartet. Der Energiekonzern profitierte im ersten Quartal insbesondere von besseren Windbedingungen in Europa sowie vom weiteren Ausbau seines Portfolios an Wind- und Solaranlagen. Belastend wirkte dagegen der Energiehandel, der in den ersten drei Monaten ins Minus rutschte. Die Prognose für das Gesamtjahr bestätigte das Unternehmen dennoch.

Der Umsatz lag im ersten Quartal bei 8,2 Milliarden Euro nach 7,8 Milliarden Euro im Vorjahreszeitraum. Der Gewinn vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen (Ebitda) stieg um 25 Prozent auf 1,63 Milliarden Euro nach 1,3 Milliarden Euro im ersten Quartal 2025. Der bereinigte Überschuss erhöhte sich auf 608 Millionen Euro nach 505 Millionen Euro im Vorjahr.

Offshore-Wind mit besonders positivem Ergebnis

Finanzvorstand Michael Müller verwies auf die operative Entwicklung und den Fortschritt beim Ausbau der Erzeugungskapazitäten. „Nach einem guten Start ins Jahr bekräftigen wir unsere Ergebnisprognose. Aufgrund der guten finanziellen Performance und des positiven Einmaleffektes konnten wir bereits ein Drittel unseres prognostizierten Ergebnisses je Aktie erreichen“, sagte Müller.

Treiber der Ergebnisentwicklung war vor allem das Offshore-Windgeschäft. Das bereinigte Ebitda des Segments Offshore Wind stieg auf 570 Millionen Euro nach 380 Millionen Euro im Vorjahresquartal. Ausschlaggebend waren höhere Produktionsmengen infolge normalisierter Windverhältnisse, nachdem das Vorjahresquartal von einer längeren Windflaute geprägt gewesen war.

Das Segment Onshore Wind/Solar legte leicht zu. Das bereinigte Ebitda stieg auf 507 Millionen Euro nach 496 Millionen Euro im Vorjahr. RWE profitierte hier vom Ausbau der Erzeugungskapazitäten und insgesamt besseren Windbedingungen in Europa. Belastend wirkten jedoch negative Währungseffekte bei der Umrechnung von US-Dollar in Euro sowie niedrigere Strompreise.

Im Segment Flexible Erzeugung, in erster Linie der Betrieb von Gas- und Kohlekraftwerken, erhöhte sich das bereinigte Ebitda deutlich auf 657 Millionen Euro nach 379 Millionen Euro im Vorjahr. Positiv wirkte sich dabei eine Entschädigungszahlung des niederländischen Staates in Höhe von 332 Millionen Euro aus. Hintergrund sind gesetzliche Einschränkungen der Kohleverstromung im Jahr 2022, durch die das Kraftwerk Eemshaven nur eingeschränkt Strom produzieren konnte. Gegenläufig wirkte eine geringere Stromproduktion der britischen Gaskraftwerke infolge hoher Windstromeinsparungen.

Schwache Entwicklung im Eigenhandel

Schwach entwickelte sich dagegen der Energiehandel. Das bereinigte Ebitda des Segments fiel auf minus 84 Millionen Euro nach plus 15 Millionen Euro im Vorjahr. RWE führte dies insbesondere auf eine schwache Entwicklung im Eigenhandel zurück. Für das Gesamtjahr hält der Konzern dennoch an seiner Prognose eines Ergebnisses zwischen 100 Millionen Euro und 500 Millionen Euro fest.

Seit März 2025 hat RWE nach eigenen Angaben neue Windkraftanlagen, Solarparks und Batteriespeicher mit einer Leistung von insgesamt 2.300 MW in Betrieb genommen. Weitere Projekte mit einer Kapazität von 10.400 MW befinden sich derzeit im Bau. Im ersten Quartal investierte der Konzern netto 2,3 Milliarden Euro in den Ausbau seines Erzeugungsportfolios. Für das Gesamtjahr plant RWE Netto-Investitionen zwischen 6 Milliarden Euro und 8 Milliarden Euro.

Nach Angaben des Unternehmens erzeugen inzwischen erste Turbinen der Offshore-Projekte Sofia in Großbritannien und Thor in Dänemark bereits Strom. Insgesamt will RWE im laufenden Jahr mehr als 4.000 MW neue Kapazitäten ans Netz bringen.

Für das Gesamtjahr 2026 erwartet RWE weiterhin ein bereinigtes Ebitda zwischen 5,2 Milliarden Euro und 5,8 Milliarden Euro. Der bereinigte Überschuss soll zwischen 1,55 Milliarden Euro und 2,05 Milliarden Euro liegen. // [VON STEFAN SAGMEISTER](#)

[^ 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

Eon mit gutem Jahresauftakt



Die Konzernzentrale von Eon in Essen. Quelle: Quelle: Eon

BILANZ. Der Eon-Konzern legte im 1. Quartal bei Umsatz und Ergebnis zu. Auf das Gesamtjahr gesehen, bestätigt das Management die Prognose.

Eon ist mit einem leichten Ergebnisanstieg in das Geschäftsjahr 2026 gestartet. Der Energiekonzern aus Essen profitierte im ersten Quartal insbesondere von Investitionen in die Stromnetze sowie von Zuwächsen im Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions. Die Prognose für das Gesamtjahr bestätigte das Unternehmen.

Der Umsatz lag im ersten Quartal bei 25,2 Milliarden Euro nach 22,6 Milliarden Euro im Vorjahreszeitraum. Der bereinigte Gewinn vor Steuern, Zinsen und Abreibungen (Ebitda) stieg um zwei Prozent auf 3,25 Milliarden Euro nach 3,18 Milliarden Euro im Vorjahr. Der bereinigte Konzernüberschuss erhöhte sich um 7 Prozent auf 1,34 Milliarden Euro nach 1,26 Milliarden Euro.

Finanzchefin Nadia Jakobi verwies auf die operative Entwicklung und die Wirkung der Investitionen. „Unsere Strategie greift, unsere Investitionen wirken und wir liefern operativ zuverlässig“, sagte sie. Gerade in einem geopolitisch volatilen Umfeld zeige sich die Stärke des Geschäftsmodells.

Im Geschäftsfeld Energy Networks (Netzbereich) erreichte das bereinigte Ebitda mit 2,1 Milliarden Euro das Niveau des Vorjahres. Eon begründete dies mit dem weiteren Wachstum der regulierten Vermögensbasis in den europäischen Märkten. Belastend wirkten dagegen Portfolioanpassungen, darunter die Entkonsolidierung einer Regionalbeteiligung in Deutschland sowie der Verkauf des tschechischen Gasnetzgeschäfts.

Zweimillionste Erneuerbare-Energien-Anlage am Netz

Der Konzern verwies zudem auf den Fortschritt beim Ausbau der Infrastruktur für die Energiewende. Nach Unternehmensangaben wurde zuletzt die zweimillionste Erneuerbare-Energien-Anlage an das Verteilnetz von Eon angeschlossen.

Das Geschäftsfeld Energy Infrastructure Solutions (Großkundengeschäft) entwickelte sich deutlich positiv. Das bereinigte Ebitda stieg dort um 16 Prozent auf rund 240 Millionen Euro nach etwa 200 Millionen Euro im Vorjahr. Wachstumstreiber war insbesondere das Industriekundengeschäft in Deutschland. Positiv wirkten sich zudem zeitlich verzögert weitergegebene höhere Beschaffungskosten in Skandinavien aus.

Auch das Geschäftsfeld Energy Retail (Endkundengeschäft) legte leicht zu. Das bereinigte Ebitda im Vertrieb stieg auf rund 940 Millionen Euro nach rund 930 Millionen Euro im Vorjahreszeitraum. In Deutschland profitierte Eon unter anderem von Preiseffekten innerhalb des Produktportfolios sowie von optimierten Prozessen im Kundenmanagement. In Großbritannien entwickelte sich das Geschäft dagegen rückläufig. Dort liefen ältere Verträge mit Industrie- und Geschäftskunden schrittweise aus.

Im ersten Quartal investierte Eon insgesamt 1,4 Milliarden Euro. Der Schwerpunkt lag erneut auf dem Ausbau, der Modernisierung und der Digitalisierung der Energieinfrastruktur. Davon entfielen 1,1 Milliarden Euro auf das Netzgeschäft. Die Investitionen lagen dort allerdings um 9 Prozent unter dem Vorjahreswert von 1,2 Milliarden Euro. Als Grund nannte Eon unter anderem die kalte Witterung in Deutschland im Januar, durch die sich einzelne Arbeiten an der Netzinfrastruktur verschoben hätten.

Konzernüberschuss bei 2,7 und 2,9 Milliarden Euro

Im Bereich Energy Infrastructure Solutions erhöhte der Konzern die Investitionen um 13 Prozent auf rund 170 Millionen Euro. Die Mittel flossen unter anderem in Quartiers- und Batteriespeicherlösungen in den Niederlanden und in Ungarn. Für Energy Retail wandte Eon rund 120 Millionen Euro auf. Investiert wurde dort vor allem in den Ausbau der Ladeinfrastruktur für Pkw und Lkw sowie in die Digitalisierung des Kundengeschäfts.

Für das Gesamtjahr 2026 hält Eon an seiner Prognose fest. Der Konzern erwartet weiterhin ein bereinigtes Konzern-Ebitda zwischen 9,4 Milliarden Euro und 9,6 Milliarden Euro. Der bereinigte Konzernüberschuss soll zwischen 2,7 Milliarden Euro und 2,9 Milliarden Euro liegen. Insgesamt plant Eon für 2026 Investitionen von rund 8,5 Milliarden Euro. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Verbund: Quartalsgewinn um 32 Prozent gesunken



Quelle: Pixabay / Bruno Germany

BILANZ. Schlechtere Wasserführung der österreichischen Flüsse sowie der niedrigere erzielte Preis für Strom aus Wasserkraft drückten den Gewinn. Der Jahresausblick hat sich leicht verbessert.

Der Gewinn (Konzernergebnis) des österreichischen Stromkonzerns Verbund belief sich im ersten Quartal 2026 auf 269,8 Millionen Euro. Er war damit um rund 32 Prozent niedriger als im ersten Quartal des Jahres 2025. Der Umsatz sank um 15,5 Prozent auf 1,94 Milliarden Euro, das Ergebnis vor Steuern, Zinsen und Abschreibungen (Ebitda) verringerte sich um 26,1 Prozent auf 534,6 Millionen Euro.

Begründet wurden diese Zahlen seitens des Verbunds vor allem mit der verminderten Wasserführung der

österreichischen Flüsse sowie dem gefallenem Absatzpreis für Strom aus Wasserkraftwerken. Die Wasserführung lag bei etwa 78 Prozent des langjährigen Durchschnitts. Gegenüber dem ersten Quartal 2025 sank sie um 5 Prozent. Damit fiel die Stromproduktion mittels Wasserkraftwerken um 6,8 Prozent auf rund 5,09 Milliarden kWh.

Seinen erzielten Absatzpreis für den Strom aus derartigen Anlagen beziffert der Verbund mit 92,6 Euro/MWh, um 26,9 Prozent weniger als im Vorjahresquartal. Der damalige Absatzpreis ergab sich dem Konzern zufolge aus dem bereits 2023 erfolgten Verkauf künftiger Eigenerzeugung „zu hohen Großhandelspreisen“.

Ausblick leicht verbessert

Üblicherweise verkauft der Verbund den Großteil seiner erwarteten Stromproduktion etwa ein bis zwei Jahre im Voraus. Wie es im Quartalsbericht heißt, bedeutet eine um 1 Prozent geringere Stromerzeugung mithilfe der Wasserkraft eine Verringerung des Konzernergebnisses um 13,8 Millionen Euro. Sinkt der Großhandelspreis für Strom aus erneuerbaren Energien um 1 Euro/MWh, vermindert dies das Konzernergebnis um 4,2 Millionen Euro.

Um etwa 4 Prozent verringerte sich der Stromabsatz des Verbunds, der sich im ersten Quartal auf insgesamt rund 14,69 Milliarden kWh belief. An Weiterverteiler verkaufte der Konzern 6,52 Milliarden kWh, um 5,3 Prozent weniger als im ersten Quartal 2025. Die an Händler abgegebene Menge sank um rund 12 Prozent auf 4,45 Milliarden kWh. Nicht ausgeglichen werden konnte dies durch den Anstieg der an Endkunden vermarkteten Menge um 8,3 Prozent auf 3,71 Milliarden kWh. In Deutschland, dem nach Österreich zweitwichtigsten Markt des Verbunds, verminderte sich der Stromabsatz um 13,5 Prozent auf 5,59 Milliarden kWh.

Für die staatliche Abschöpfung sogenannter „Übergewinne“ wandte der Verbund im ersten Quartal rund 9,5 Millionen Euro auf, mehr als doppelt so viel wie im Vorjahresquartal (4,2 Millionen Euro). Der Großteil entfiel mit 7,9 Millionen Euro auf Österreich. Die übrigen 1,6 Millionen Euro waren in Spanien fällig. Dort betreibt der Verbund Windparks sowie Solarkraftwerke.

Für das Gesamtjahr erwartet der Verbund ein Ebitda zwischen 2,1 und 2,5 Milliarden Euro sowie ein Konzernergebnis zwischen 1,0 und 1,2 Milliarden Euro. Bei der Präsentation seines Jahresergebnisses 2025 war er von einem Ebitda von etwa 2,0 bis 2,5 Milliarden Euro sowie einem Konzernergebnis von 900 Millionen bis 1,2 Milliarden Euro ausgegangen. Der Ausblick hat sich somit zumindest teilweise leicht verbessert. // VON KLAUS FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Abo Energy kann saniert werden



Quelle: Fotolia / Idprod

UNTERNEHMEN. Abo Energy hat ein Sanierungsgutachten erhalten. Nach Abschreibungen und Umsatzverschiebungen steuert der Projektiierer auf einen hohen Verlust zu.

Der Projektiierer Abo Energy hat den ersten Entwurf eines Sanierungsgutachtens erhalten. Einer Mitteilung des Unternehmens zufolge kommen die Gutachter zu dem Schluss, dass das Unternehmen sanierungsfähig ist. Voraussetzung ist aber der Abschluss einer tragfähigen Sanierungsfinanzierung mit den Finanzierungspartnern. Abo Energy hatte Anfang des Jahres mit Gläubigern „wesentlicher Finanzierungen“ eine Stillhaltevereinbarung geschlossen, um Zeit für ein Sanierungskonzept zu gewinnen (wir berichteten).

Aufgrund der Ergebnisse des Entwurfs muss das Unternehmen zudem seine Jahresprognose für das Geschäftsjahr 2026 weiter nach unten anpassen. Demnach kann Abo Energy in diesem Jahr kein positives Konzernergebnis erzielen. Für das Geschäftsjahr 2027 erwartet das Unternehmen allerdings auf operativer Ebene (Ebitda) wieder in die Gewinnzone zurückkehren zu können, teilte Abo Energy in einer Ad-hoc-Meldung vom 13. Mai mit. Zudem hat die Gesellschaft bekanntgegeben, dass aufgrund des Geschäftsverlaufs im Jahr 2026 nunmehr ein Verlust der Hälfte des Grundkapitals besteht. Die Gesellschaft wird daher „unverzüglich eine außerordentliche Hauptversammlung“ einberufen.

Nach Korrekturen an der Ergebnisprognose im November 2025 und Januar 2026 erwartet der Erneuerbaren-Projektiierer für das Geschäftsjahr 2025 erstmals in der Unternehmensgeschichte einen hohen Jahresverlust (wir berichteten). Das Unternehmen wird das vergangene Geschäftsjahr wohl mit einem Minus von 170 Millionen Euro abschließen. Laut dem Unternehmen lagen die Ursachen der Prognoseanpassung unter anderem in einem besonders herausfordernden nationalen und internationalen Marktumfeld. So kam es beispielsweise bei den Wind-an-Land-Auktionen in Deutschland im Geschäftsjahr 2025 zu Überzeichnungen und deutlich reduzierten Einspeisevergütungen.

Projektpipeline für Neuaufstellung vorhanden

Die Geschäftsleitung hat nach eigener Auskunft bereits ein Transformations- und Effizienzprogramm gestartet. Ein Beratungsunternehmen unterstützt bei der Analyse und Umsetzung. Geschäftsführer Alexander Reinicke hatte in der Mitteilung vom Januar erklärt: „Wir haben bereits zahlreiche Maßnahmen identifiziert und teilweise auch umgesetzt, um unsere Kosten an das veränderte Marktumfeld anzupassen – dazu gehört aller Voraussicht nach auch ein entsprechender Personalabbau.“ Für die operative Steuerung des Sanierungsprozesses hat das Unternehmen Hübner Management eingebunden.

Ungeachtet der angespannten Lage verweist das Management auf die Projektpipeline. Diese umfasst nach Unternehmensangaben Wind-, Solar- und Batterieprojekte mit einer Gesamtleistung von 30.000 MW. Ein erheblicher Teil entfällt auf Deutschland und Frankreich. Diese Projektbasis soll nach Abschluss der Sanierung die Grundlage für eine Rückkehr zu stabilen Ergebnissen liefern.

Die Abo Energy GmbH & Co. KGaA ist ein deutsches Energieunternehmen mit Sitz in Wiesbaden. Es ist tätig in der Entwicklung, Planung, Errichtung und im Betrieb von Anlagen der erneuerbaren Energien. Das Unternehmen realisiert Wind- und Solarparks sowie Batterie- und Wasserstoffprojekte und deckt alle Projektphasen von der Standortanalyse über Genehmigung und Bau bis zur Betriebsführung und zum Service ab. Es ist nach eigenen Angaben in rund 16 Ländern aktiv und beschäftigt derzeit 1.400 Mitarbeitende. Die Umsatzerlöse beliefen sich 2024 auf 446 Millionen Euro. // **VON HEIDI ROIDER**

[^ Zum Inhalt](#)

Stadtwerke-Patzer kostet Wittens Wärme-Kunden tausende Euro



Quelle: Fotolia / ty

VERTRIEB. Teure Überraschung an der Ruhr: Für gelieferte Fernwärme korrigieren Wittens Stadtwerke ihre Rechnungen. Nachzahlungen gehen in die tausende Euro. Der Versorger räumt einen Fehler ein.

Die Stadtwerke Witten bitten Hunderte Kunden nachträglich zur Kasse. Im kompletten Wärmenetz des Ortsteils Bommern hatte der Versorger die Fernwärmepreise falsch kalkuliert. Jetzt kommen auf Teile der Kundschaft Nachzahlungsforderungen in Höhe von mehr als 1.000 Euro zu. Wie ein Sprecher der Ruhrgebiets-Stadtwerke auf Anfrage dieser Redaktion mitteilt, habe das Unternehmen die Abschläge für 2025 und 2026 zu niedrig angesetzt. Betroffen sind die etwa 850 ans Wärmenetz angeschlossenen Wohneinheiten, die sich in 50 Immobilien mit deren rund 200 Hausanschlüssen befinden.

Örtliche Medien sprechen von Rückständen, die in der Spitze 3.000 Euro betragen können. Der Sprecher ordnet diese als „teils erhebliche Nachzahlungen“ ein. Dass es dazu kommen konnte, schreiben die Stadtwerke einem falsch im Abrechnungssystem hinterlegten Arbeitspreis zu. Der hätte für die beiden Jahre eigentlich bei 17 Cent liegen sollen. Tatsächlich rechneten die Stadtwerke mit 12 Cent je kWh und kalkulierten die Abschlagszahlungen entsprechend zu niedrig.

Wie der Sprecher weiter erklärt, sei der Fehler „tief in den Systemen unseres Dienstleisters entstanden“. Der korrekte Arbeitspreis sei bei einem Wärmetarif nach „Tests und Abnahmen“ in der laufenden Abrechnung fälschlicherweise überschrieben worden. Das sei erst bei einer Routinenachbetrachtung aufgefallen. Den Fehlbetrag in der eigenen Kasse beziffert das Unternehmen mit rund 600.000 Euro. Umgerechnet auf 850 Wohnungen läge die durchschnittliche Nachforderung demnach bei etwas mehr als 700 Euro. Tatsächlich unterscheiden die Außenstände sich aufgrund der unterschiedlichen Abnahmemengen.

Versorger fehlen 600.000 Euro in der Kasse

Die Stadtwerke Witten wollen die Betroffenen, die nun mehr als 1.000 Euro nachzahlen müssen, „aktiv“ ansprechen und über den Fehler in Kenntnis setzen. Parallel dazu sendet der Versorger die Abrechnungen für 2025 aus und passt die Abschläge für 2026 an. Der Sprecher verspricht, dass die Stadtwerke beim Eintreiben der Nachforderungen „sehr im Sinne des Kunden handeln“ wollen. Dazu zähle, den Menschen zinslose Ratenzahlungen über einen längeren Zeitraum zu ermöglichen, auch „weit über die Jahresgrenze“ hinaus.

Ein solcher Fehler sei nicht schönzureden, heißt es von den Stadtwerken weiter. „Ein fehlerhafter Preisschlüssel im System darf nicht vorkommen“, so der Sprecher. Damit er sich nicht wiederholt, überprüft das Unternehmen die Abläufe und will zum Beispiel ein Vier-Augen-Prinzip bei Massenänderungen einführen. Bei Umstellungen soll ein automatisiertes Protokoll greifen, ferner verstärkt der Versorger das Monitoring bei den Abschlagsplänen. Außerdem soll es mit Dienstleistern „klarere Schnittstellenvereinbarungen“ geben.

Einem möglichen Vertrauensverlust bei der Kundschaft hofft das Unternehmen wirksam begegnen zu können. Der Sprecher verweist auf die „transparente Kommunikation, individuelle Ansprache der Betroffenen und Kulanzlösungen wie Ratenvereinbarungen“. Bislang hält sich der Unmut der Menschen in Bommern offenbar in Grenzen. Aktuell gingen aber auch zunächst die ersten Neuberechnungen in den Haushalten ein. Die Stadtwerke bemerkten daher im Moment eher, dass die Betroffenen „den offenen und transparenten Umgang mit dem Fehler“ anerkennen. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Ermittlungen gegen Pforzheims Ex-Chef eingestellt



Quelle: Fotolia / aerogondo

RECHT. Herbert Marquard kann das Thema Pforzheim nun komplett zu den Akten legen. Die Staatsanwaltschaft hat ihre hart kritisierten Ermittlungen gegen den Ex-Chef der Stadtwerke eingestellt.

Der frühere Geschäftsführer der Stadtwerke Pforzheim geht unbehelligt aus einem Ermittlungsverfahren der Staatsanwaltschaft Pforzheim heraus. Die Strafverfolgungsbehörde habe ihre Untersuchungen gegen Herbert Marquard eingestellt, wie ein Sprecher der Staatsanwaltschaft auf Anfrage dieser Redaktion erklärte.

Marquard war während seiner Pforzheimer Zeit (2019-2025) in Verdacht geraten, im Zusammenhang mit einer neuen Beleuchtung für das örtliche Heizkraftwerk gegen Compliance-Regeln verstoßen zu haben. Außerdem sei es wegen einer vermeintlichen Verbindung zum ausführenden Unternehmen nicht zu Schadenersatzforderungen gekommen, als die Leuchtmittel nicht ausreichend funktionierten.

Der inzwischen in Bietigheim-Bissingen, ebenfalls Baden-Württemberg, tätige Manager hatte die von einem Whistleblower ausgelösten Ermittlungen von Anfang an als „unerklärliche Hetzkampagne eines einzelnen Mitarbeiters“ abgetan. Vor seinem Wechsel in den Kreis Ludwigsburg hatte er seinen neuen Arbeitgeber vorsorglich über die gegen ihn laufenden Ermittlungen informiert.

Behörde durchsuchte zu Unrecht die Privaträume

Die Staatsanwaltschaft hielt die Beschuldigungen für so substantiell, dass sie die Arbeit aufnahm, um eine mögliche Anklage vor dem Landgericht Karlsruhe zu prüfen. Im Zuge der Ermittlungen ordnete die Behörde auch zwei Hausdurchsuchungen an. Gegen diese setzte Herbert Marquard sich erfolgreich zur Wehr. Die 12. Große Wirtschaftsstrafkammer des Landgerichts ordnete die erfolgten Durchsuchungen und die Beschlagnahme von Gegenständen in Marquards Privatwohnungen im August 2025 rückwirkend als rechtswidrig ein.

Die Staatsanwaltschaft erkannte nunmehr keinen hinreichenden Tatverdacht, dass Marquard sich der Untreue beim Vertragsabschluss über die Lichtenanlage schuldig gemacht hätte. So verhalte es sich auch beim Vorwurf, es habe eine „Gegenleistung“ für den Kontrakt gegeben.

Von Selbstkritik ist bei der Darstellung der Behörde nicht viel zu erkennen. Auf die Frage, wie sie ihr rechtswidriges Vorgehen in den Privaträumen Marquards bewertet, sagte der Sprecher mit Verweis auf einen „Einzelfall“ lediglich: „Der Vorgang wurde aufgearbeitet“. Rechtsmittel gegen eine Hausdurchsuchung einzulegen, sei gesetzlich „grundsätzlich“ erlaubt. Die Aufhebung der Beschlüsse zur Durchsuchung und Beschlagnahme durch das Landgericht habe dazu geführt, dass die Staatsanwaltschaft die eingezogenen Unterlagen nicht verwenden konnte und wieder herausgab.

Auch die Frage, ob Marquard nicht in ausreichendem Maße auf Schadenersatz gedrungen habe, ist nun beantwortet. Hier sah die Staatsanwaltschaft von einem Verfahren aufgrund der Geringfügigkeit ab. Die Beleuchtung sei teilweise nutzbar und die Schadenshöhe schwer zu bestimmen. Außerdem habe Herbert Marquard durch das zivilrechtliche Verfahren „Beeinträchtigungen“ hinnehmen müssen.

Die Stadtwerke hatten Marquard für dessen Arbeit im Jahr 2024 nicht formal entlastet, um den Fortgang der Ermittlungen abzuwarten. Im Laufe der Zeit hatte der frühere Geschäftsführer dann zum Gegenschlag ausgeholt und selbst Klage gegen den Versorger erhoben. Er hatte im zivilen Verfahren auf ausstehende Tantiemen in kolportierter Höhe von 200.000 Euro gepocht und wollte dies von der Kammer für

Handelssachen am Landgericht Karlsruhe klären lassen. Ihren Streit haben die beiden Parteien inzwischen außergerichtlich beigelegt (wir berichteten). // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Magdeburgs Finanzchef gibt seinen Job schon wieder auf



Markus Janscheidt kehrt von der Elbe zurück ins Ruhrgebiet. Quelle: Stadtwerke Magdeburg

PERSONALIE. Noch vor Ablauf seines zweiten Jahres im Amt hat der kaufmännische Chef der Stadtwerke Magdeburg den Rückzug angekündigt. Der Versorger benötigt ab 1. Oktober eine neue Führungskraft.

Seine Zelte in Magdeburg bricht Markus Janscheidt bereits wieder ab. Der kaufmännische Geschäftsführer der Stadtwerke in Sachsen-Anhalts Landeshauptstadt hat seinen Abschied für den kommenden Herbst angekündigt. Er war erst im Juli 2024 ins Amt gekommen. Für die zum 30. September angestrebte Vertragsauflösung, die der Aufsichtsrat noch formal bestätigen muss, macht Janscheidt familiäre Gründe geltend. Laut einer Mitteilung der Stadtwerke werde er daher ins Ruhrgebiet und zu seinem vorigen Arbeitgeber zurückkehren. Das ist die Gelsenwasser AG, mit 19,33 Prozent Minderheitsgesellschafter in Magdeburg.

Janscheidt war Leiter des Beteiligungsmanagements beim Gelsenkirchener Unternehmen, bevor er den Wechsel an die Elbe antrat. Er folgte damals Carsten Harkner, der den Vorstandsvorsitz der Kasseler Verkehrs- und Versorgungs-GmbH übernommen hatte. Jetzt wartet auf Janscheidt die Leitung des Bereichs Kaufmännische Steuerung von Gelsenwasser. Der scheidende Geschäftsführer spricht in der Mitteilung davon, den Weggang aus Magdeburg zu bedauern. Der „intensive Austausch im familiären Umfeld“ habe zu der Entscheidung geführt. Neben der kaufmännischen Leitung bei den Stadtwerken wird im selben Zuge die Geschäftsführung der Abwassergesellschaft Magdeburg mbH (AGM) nachzubesetzen sein, die Janscheidt ebenfalls innehat.

Für die Stadtwerke äußert der Sprecher der Geschäftsführung, Thomas Pietsch, Verständnis für Janscheidts Wechsel. Er spricht von „zwei sehr erfolgreichen Jahren“ der Zusammenarbeit im Vorstand. In Janscheidts Amtszeit fallen die Verschmelzung der Abwassergesellschaft Stendal mit den Stadtwerken Stendal, an denen Magdeburg 24,95 Prozent der Anteile hält, sowie der Ausbau der Mehrheitsbeteiligung an der Energie Mess- und Servicedienste GmbH (nun 85 Prozent).

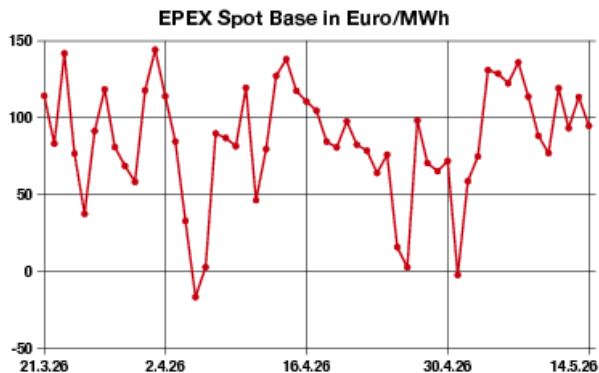
Für den Aufsichtsrat bedauert die Vorsitzende, die parteilose Oberbürgermeisterin Simone Borris, das Ausscheiden Janscheidts. Er habe binnen zwei Jahren „zum wirtschaftlichen Erfolg und weiteren Wachstum des SWM-Konzerns beigetragen“. Im Jahr 2024, das Janscheidt zur Hälfte begleitete, wuchs der Gewinn um 1,4 Millionen auf 66,6 Millionen Euro. Für 2025 liegt noch kein Geschäftsbericht vor. Die Verantwortlichen waren von einem etwas geringeren Überschuss ausgegangen.

Die Stadt Magdeburg (54 Prozent der Anteile an den Stadtwerken), die Avacon AG (26,67 Prozent) und Gelsenwasser als Gesellschafter sowie der Aufsichtsrat würden nun über die Nachbesetzung der kaufmännischen Geschäftsführung ins Gespräch gehen, so Borris. Bis auf Weiteres bleibt Markus Janscheidt demnach in allen Funktionen in der Verantwortung. // VON VOLKER STEPHAN

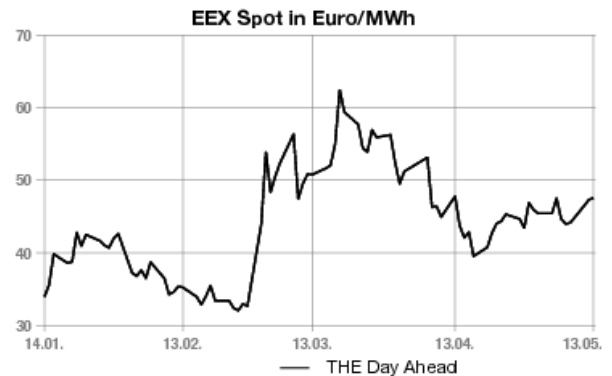
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Schwächere Notierungen vor dem langen Wochenende



Quelle: E&M

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

Zurückhaltend haben sich die Energiemärkte vor dem verlängerten Wochenende gezeigt, sodass insgesamt nur geringe Schwankungen zu verzeichnen waren. Hinzu kommt das Gipfeltreffen zwischen den USA und China, das möglicherweise auch Ergebnisse hinsichtlich des Iran-Konflikts bringen könnte, was den Marktteilnehmern einen weiteren Grund zur Vorsicht liefert.

Strom: Der deutsche OTC-Strommarkt hat sich zur Wochenmitte mit deutlichen Abgaben gezeigt. Der Day-ahead sank in der Grundlast um 18,75 auf 95,00 Euro je Megawattstunde und in der Spitzenlast um 36,00 auf 63,25 Euro je Megawattstunde. An der Börse kostete der Donnerstag 94,85 Euro im Base und 62,91 Euro im Peak. Händler führten die Abgaben auf die feiertagsbedingt schwache Nachfrage von 46,5 Gigawatt am Donnerstag zurück. Für den Freitag nach Christi Himmelfahrt wurden börslich 108,00 Euro je Megawattstunde im Base und 84,65 Euro je Megawattstunde im Peak gesehen. Das Geschäft entwickelte sich laut Händlern am Berichtstag dünn, da viele Marktteilnehmer vor dem Feiertag und dem vielfach als Brückentag genutzten Freitag keine umfangreichen Positionen eingehen wollten. Zudem verhält sich der Markt auch wegen der aktuellen geopolitischen Verwerfungen vorsichtig. Die Meteorologen von Eurowind erwarten für die Tage ab Freitag moderate 20 Gigawatt pro Tag von Wind und Solar. Ein zumeist bedeckter Himmel und ein nur mäßiges Windaufkommen verhindern im genannten Zeitraum höhere Beiträge der Erneuerbaren. Am langen Ende sank das Frontjahr um 0,74 auf 91,62 Euro.

CO₂: Die CO₂-Preise haben sich am Mittwoch schwächer gezeigt. Der Dec 26 verlor bis gegen 13.30 Uhr 1,25 auf 74,56 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 17,0 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 75,50 Euro, das Tief bei 73,69 Euro. Die Netto-Longpositionen am CO₂-Markt legten an der ICE in der Vorwoche um 5,7 Millionen Tonnen auf 40,6 Millionen Tonnen zu. Die Analysten von Redshaw Advisors verweisen auf die anhaltende geopolitische Unsicherheit mit der Folge einer tendenziell bearishen Entwicklung am CO₂-Markt.

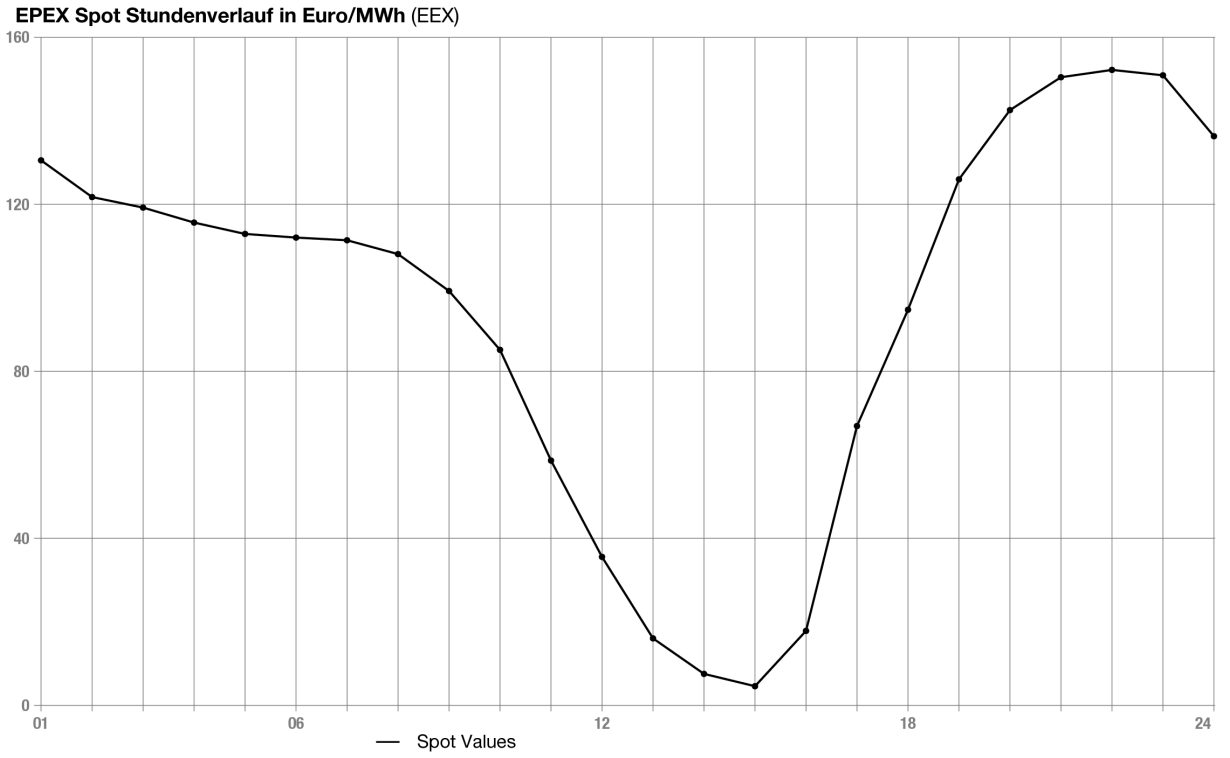
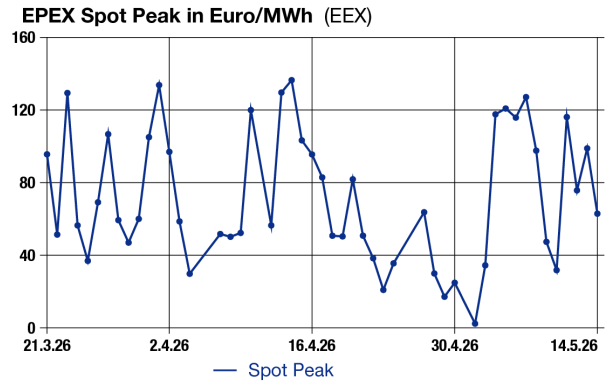
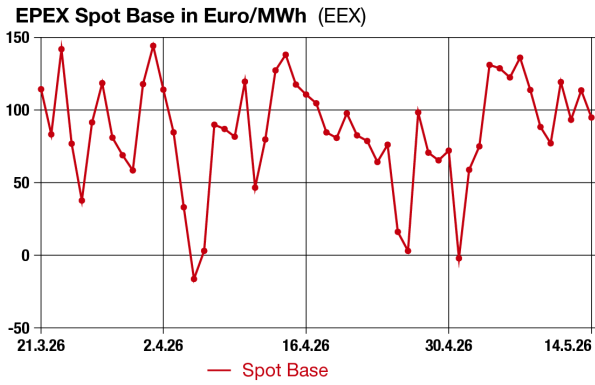
Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben sich am Mittwoch leicht schwächer gezeigt. Der Frontmonat Mai am niederländischen TTF verlor bis gegen 13.28 Uhr 0,150 auf 46,715 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE sank der Day-ahead um 0,250 auf 47,350 Euro je Megawattstunde. Erdgas zeigte sich damit ebenso wie Erdöl abwartend. Möglicherweise zeichnen sich beim Gipfeltreffen zwischen den USA und China auch Impulse für eine Lösung des Konflikts zwischen den USA und dem Iran ab.

In der Auseinandersetzung mit den USA ist die Zeit allerdings auf Seiten der Iraner. Je länger die Straße von Hormus geschlossen bleibt, desto stärker verknappen sich wichtige Rohstoffe. Unterdessen beläuft sich der Gasflow aus Norwegen für den Berichtstag auf moderate 296,8 Millionen Kubikmeter. Unterstützung dürften die europäischen Gaspreise zudem durch die sehr kühle Witterung in Nordwesteuropa und Deutschland erhalten. Erst für Mitte der kommenden Woche erwarten die Wetterdienste eine Rückkehr zu überdurchschnittlichen Temperaturen. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt



Strom Terminmarkt

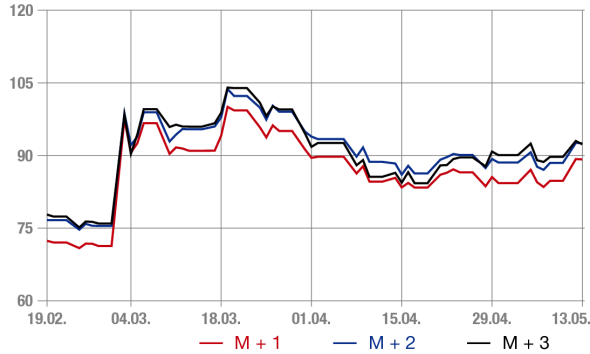
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	13.05.26	German Power Jun-2026	89,19
M2	13.05.26	German Power Jul-2026	92,51
M3	13.05.26	German Power Aug-2026	92,31
Q1	13.05.26	German Power Q3-2026	96,21
Q2	13.05.26	German Power Q4-2026	114,59
Q3	13.05.26	German Power Q1-2027	110,69
Y1	13.05.26	German Power Cal-2027	91,86
Y2	13.05.26	German Power Cal-2028	79,14
Y3	13.05.26	German Power Cal-2029	73,30

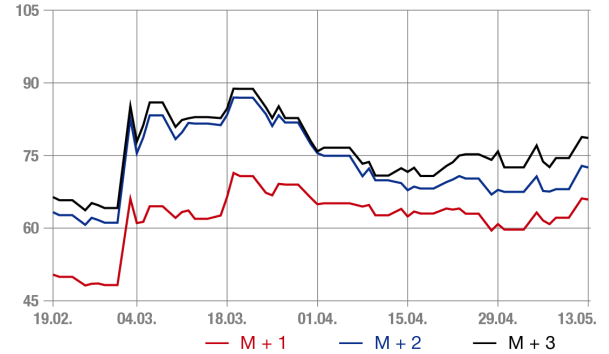
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	13.05.26	German Power Jun-2026	65,91
M2	13.05.26	German Power Jul-2026	72,52
M3	13.05.26	German Power Aug-2026	78,62
Q1	13.05.26	German Power Q3-2026	85,90
Q2	13.05.26	German Power Q4-2026	140,13
Q3	13.05.26	German Power Q1-2027	129,94
Y1	13.05.26	German Power Cal-2027	96,75
Y2	13.05.26	German Power Cal-2028	84,65
Y3	13.05.26	German Power Cal-2029	79,73

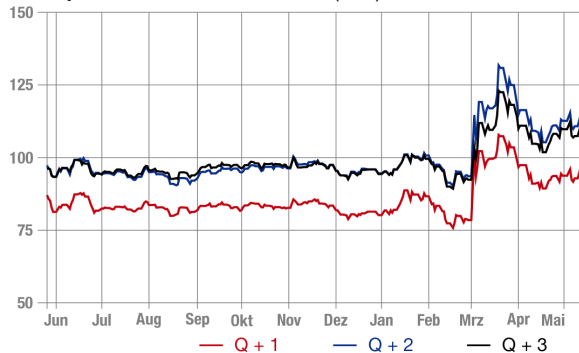
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



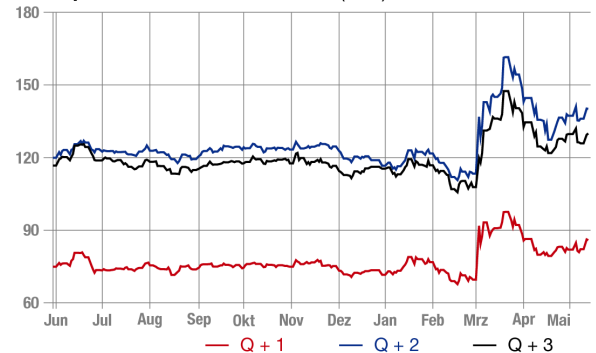
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



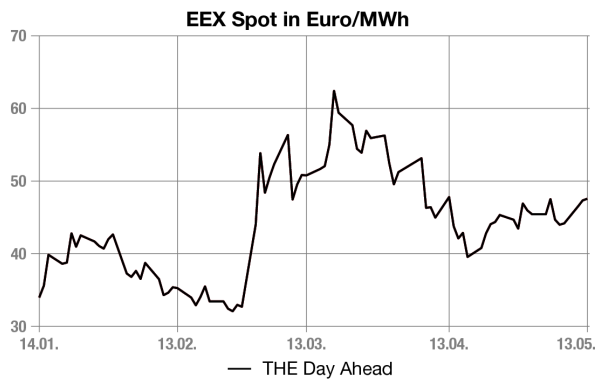
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



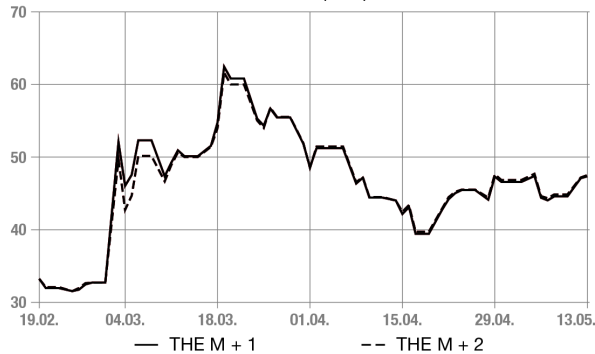
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	13.05.26	German THE Gas Jun-2026	47,35
M2	13.05.26	German THE Gas Jul-2026	47,52
Q1	13.05.26	German THE Gas Q3-2026	47,67
Q2	13.05.26	German THE Gas Q4-2026	47,63
S1	13.05.26	German THE Gas Win-2026	47,12
S2	13.05.26	German THE Gas Sum-2027	36,60
Y1	13.05.26	German THE Gas Cal 2027	39,12
Y2	13.05.26	German THE Gas Cal 2028	29,83



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



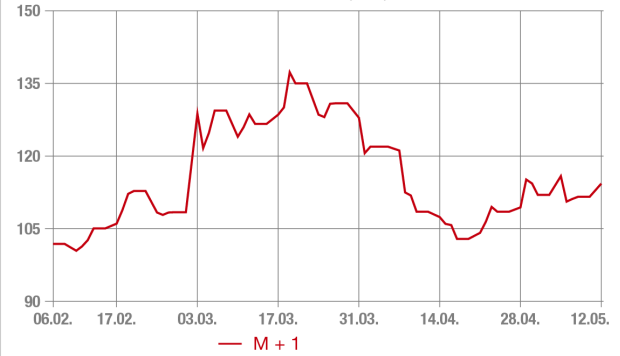
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	13.05.26	94,85	EUR/MWh
Germany Spot peak	13.05.26	62,91	EUR/MWh
EUA Juni	13.05.26	74,05	EUR/tonne
Coal API2 Juni 2026	12.05.26	114,30	USD/tonne

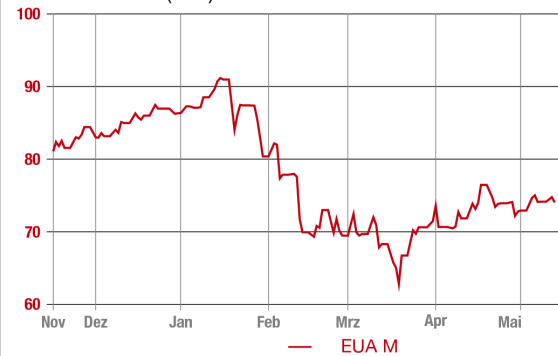
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	13.05.26	47,57	EUR/MWh
German THE Gas Jun-2026	13.05.26	47,35	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	13.05.26	39,12	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2026	13.05.26	105,63	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Pflegefachkraft (m/w/d) für unsere gastroenterologische Station

Für unsere Klinikum Landkreis Tuttlingen gGmbH suchen wir zum nächstmöglichen Zeitpunkt: Pflegefachkraft
in Tuttlingen

vor 2 h

Ausbildung Weiterbildung



Vorarbeiter (m/w/d) im Garten- & Landschaftsbau

Das Unternehmen für Landschafts- und Gartenbau, Josef Geitner, wurde im Mai 1993 gegründet. Das ...
in Vilsbiburg (+6 weitere Standorte)

vor 2 h

Ausbildung



Garten- und Landschaftsbauer (w/m/d) in Berlin

Sie lieben handwerkliche Herausforderungen, arbeiten gerne im Freien und möchten kreative Außenan...
in Berlin (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

Festanstellung / Ausbildung / Freie Mitarbeit Weiterbildung



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



Vorarbeiter (m/w/x) im Garten- & Landschaftsbau

Das Unternehmen für Landschafts- und Gartenbau, Josef Geitner, wurde im Mai 1993 gegründet. Das ...
in Vilsbiburg (+6 weitere Standorte)

vor 2 h

Ausbildung

[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!

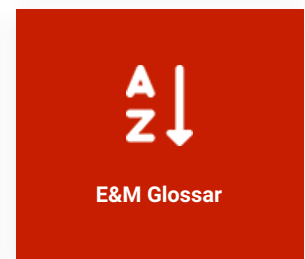
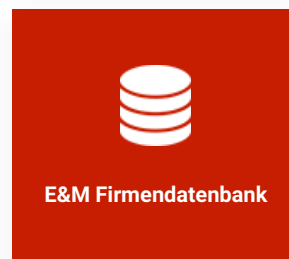
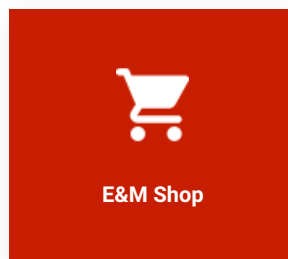
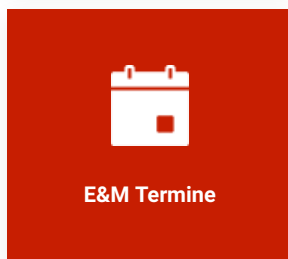
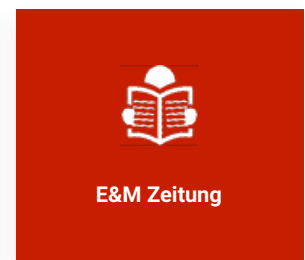
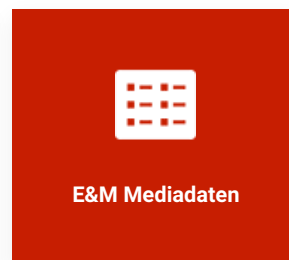
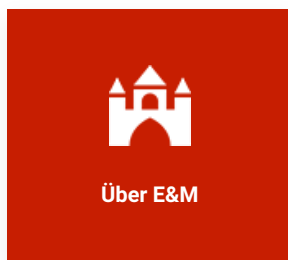
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

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:

