

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

STROM

↓

102,88 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

↑

46,71 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

70

Gigawatt neue Kernkraftwerksleistung müsste bis 2050 jährlich in etwa ans Netz gehen, um das bei COP 28 und 29 formulierte Ausbauziel zu erreichen.

REGULIERUNG

Bundesnetzagentur droht Netzbetreibern mit Zwangsgeld

BIOGAS

Forschende fordern Kurswechsel: Biogas statt neue Erdgasreserven

KOOPERATION

Lhyfe und Strabag planen gemeinsame Wasserstoffprojekte

Inhalt

TOP-THEMA

→ **SMART METER:** Rollout-Monitoring geht weiter

POLITIK & RECHT

- **REGULIERUNG:** Bundesnetzagentur droht Netzbetreibern mit Zwangsgeld
- **REGULIERUNG:** Kritik und Zustimmung zur Netzentgeltreform
- **VERANSTALTUNG:** DIHK fordert mehr Spielraum bei Wärmewende

HANDEL & MARKT

- **VERTRIEB:** Vattenfall lockt Eigenheimbesitzer mit Komplettfinanzierung
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Eine einzige Karte für drei große Ladenetze
- **INSIDE EU ENERGIE:** Versorgungssicherheit hat Priorität

TECHNIK

- **BIOGAS:** Forschende fordern Kurswechsel: Biogas statt neue Erdgasreserven
- **KERNKRAFT:** UBA-Studie hält Atom-Ausbau für unrealistisch
- **STROMNETZ:** Eon will bidirektionales Laden auf breite Basis stellen
- **STATISTIK DES TAGES:** Stromerzeugung aus Kohle in der Europäischen Union

UNTERNEHMEN

- **KOOPERATION:** Lhyfe und Strabag planen gemeinsame Wasserstoffprojekte
 - **FUSIONSENERGIE:** RWE will Biblis zum Fusionsstandort machen
 - **STROMSPEICHER:** Stadtwerke Huntetal gründen Genossenschaft für Speicherprojekt
 - **GAS:** OMV sieht sich im Gasgeschäft gut aufgestellt
 - **PERSONALIE:** Sefe kündigt Wechsel im Finanzressort an
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Neue Nahost-Angriffe stützen Gaspreise
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Rollout-Monitoring geht weiter



Quelle: Bundesnetzagentur

SMART METER. Die Bundesnetzagentur wird weiter den Fortschritt des Rollouts intelligenter Messsysteme dokumentieren, künftig auch beim Steuer-Rollout.

Die Bundesnetzagentur hat bis zum Stichtag 31. Dezember 2025 quartalsweise Daten zum Stand des Rollouts intelligenter Messsysteme erhoben. Zu diesem Datum mussten die grundzuständigen Messstellenbetreiber mindestens 20 Prozent ihrer jeweiligen Pflichteinbautfälle, die laut Messstellenbetriebsgesetz nach Verbrauchsmengen der Kunden gestaffelt sind, abgearbeitet haben. Aktuellere Zahlen wird es vermutlich erst im Herbst des laufenden Jahres geben. Denn die Bundesnetzagentur ist von einer quartalsweisen zu einer halbjährlichen Erhebung gewechselt. Der nächste Stichtag ist der 30. Juni 2026. Bis alle Meldungen ausgewertet, auf Vollständigkeit geprüft und plausibilisiert wurden, werden wohl wie in der Vergangenheit mehrere Wochen oder gar Monate vergehen. Aber verbrauchsseitig markiert auch erst der 31. Dezember 2030 die nächste Ziellinie – dann bei 90 Prozent.

Dass die Adressaten einer gesetzlichen Vorgabe wie der 20-Prozent-Quote diese ernst nehmen müssen, haben 77 grundzuständige Messstellenbetreiber Ende März zu spüren bekommen. Gegen sie – sie alle hatten laut Bundesnetzagentur trotz wiederholter Hinweise der Behörde überhaupt noch nicht mit dem Rollout begonnen – wurden Verfahren eingeleitet. Mitte Mai waren es schon mehr als 250 Verfahren, zu denen jedoch keine Auskunft gegeben werden könne, wie eine Sprecherin auf Anfrage von **E&M** zu verstehen gab.

Frist zur Nacherfüllung der Quote

Sie stellte jedoch klar, die Bundesnetzagentur plane, sukzessive gegen alle grundzuständigen Messstellenbetreiber Verfahren zu eröffnen, die die 20-Prozent-Quote nicht fristgerecht erfüllt haben. Die Sprecherin betonte auch, Zwangsgelder würden erst festgesetzt, wenn die Frist zur Nacherfüllung der 20-Prozent-Quote zu einem festgesetzten Datum nicht eingehalten werde. Um welches Datum es sich handelt, teilte sie allerdings nicht mit. In Einzelfällen seien Verfahren aber auch schon eingestellt worden, weil zum Beispiel das betreffende Unternehmen die Grundzuständigkeit bereits an ein anderes Unternehmen übergeben habe.

Laut den öffentlich zugänglichen Daten der Behörde hatten zum Stichtag 31. Dezember 2025 lediglich 316 von insgesamt 813 gelisteten Messstellenbetreibern die Quote erfüllt.

Mittlerweile geht es jedoch längst nicht mehr nur um die Ermittlung von Messdaten und die Erstellung von Verbrauchsabrechnungen, sondern auch um die Ermittlung von Netzzuständen und letztendlich die Steuerung von Anlagen, um kritische Netzsituationen zu beheben oder gar im Voraus schon zu vermeiden. Noch wird vor allem getestet und pilotiert.

Aber auch für den sogenannten Steuer-Rollout – die Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und Steuereinrichtungen – gibt es gesetzliche Fristen und Quoten. Genauer steht in den Paragraphen 29, 30 und 45 des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG). Die erste Frist endet am 31. Dezember 2026. Dann müssen 90 Prozent der nach § 30 Absatz 1 MsbG definierten Erzeugungsleistung, die zwischen dem 25. Februar 2025 und dem 30. September 2026 in Betrieb gegangen ist, ausgestattet sein. Die Vorschrift bezieht sich nicht auf die Zahl der Anlagen, sondern auf die kumulierte installierte Leistung eines Betreibers.

Auch hinsichtlich der kommenden Prüfungen nach § 45 MsbG werde die Bundesnetzagentur Erhebungen durchführen. „Wie diese genau aussehen, wird die BNetzA zu gegebener Zeit bekannt geben“, erklärte die Behördensprecherin gegenüber **E&M**.

Einen ausführlichen Beitrag zum Stand des Smart Meter Rollout lesen Sie in der Juni-Ausgabe von **Energie & Management**. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock / nitpicker

Bundesnetzagentur droht Netzbetreibern mit Zwangsgeld

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur beanstandet die verzögerte Umsetzung zeitvariabler Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen und setzt eine Nachfrist bis zum 30. September 2026.

Die Bundesnetzagentur hat gegen zwei nicht namentlich genannte Netzbetreiber Verwaltungsvollstreckungsverfahren eingeleitet und Zwangsgelder angedroht. Die Unternehmen hätten Vorgaben zur Umsetzung reduzierter Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen nicht oder nur unzureichend umgesetzt, teilte die Behörde mit. Im Fokus steht das sogenannte Modul 3 der Festlegung zu Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER), das zeitvariable Netzentgelte vorsieht.

Nach Angaben der Bundesnetzagentur waren Beschwerden von Marktteilnehmern und Verbraucherseite Anlass für die Prüfungen. Die Behörde erklärte, dass Netzbetreiber das zeitvariable Netzentgelt teilweise nicht anbieten oder abrechnen würden, obwohl die Vorgaben seit dem 1. April 2025 gelten. Die Module 1 und 2 der Regelung seien bereits seit Anfang 2024 verpflichtend umzusetzen.

Behördenpräsident Klaus Müller erklärte, die Vorgaben dienten dem Schutz der Niederspannungsnetze vor Überlastung und sollten zugleich Flexibilitäten im Stromverbrauch aktivieren. Es sei nicht länger akzeptabel, dass Unternehmen die Regelungen zum zeitvariablen Netzentgelt nicht oder nur unzureichend umsetzen.

Die betroffenen Netzbetreiber erhalten laut Bundesnetzagentur zunächst eine Frist bis zum 30. September 2026, um bestehende Defizite zu beheben. Sollten die Vorgaben weiterhin nicht erfüllt werden, will die Behörde die angedrohten Zwangsgelder festsetzen. Weitere Verfahren gegen zusätzliche Netzbetreiber könnten nach Abschluss der jeweiligen Sachverhaltsaufklärung folgen. Informationen zu den Verfahren sollen auf der Internetseite der zuständigen Beschlusskammer veröffentlicht werden.

Die Grundlage für die Vorgaben ist § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Dieser ermächtigt die Bundesnetzagentur, bundeseinheitliche Regelungen für steuerbare Verbrauchseinrichtungen festzulegen. Die entsprechende Festlegung hatte die Behörde im November 2023 veröffentlicht.

Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen kommen seit Januar 2024 in den Genuss reduzierter

Netzentgelte, wenn sie die Steuerbarkeit ihrer Anlagen ermöglichen, entweder über einen pauschalen Rabatt oder eine prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises.

Als drittes Modul hat die Bundesnetz ein zeitvariables Netzentgelt vorgesehen. Mit dem seit April 2025 geltenden Modul 3 wurde dieses mit drei Tarifstufen eingeführt. Verbraucherinnen und Verbraucher sollen dadurch Anreize erhalten, ihren Stromverbrauch in lastschwächere Zeiten zu verlagern. Dies betrifft insbesondere das Laden von Elektrofahrzeugen.

Die Behörde verweist darauf, dass Netzbetreiber bereits bei Erlass der Festlegung mehr als ein Jahr Zeit für die Umsetzung des Moduls 3 erhalten hätten. Dass Letztverbraucher das zeitvariable Netzentgelt wegen fehlender Umsetzung durch Netzbetreiber nicht nutzen könnten, sei aus Sicht der Behörde nicht hinnehmbar. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Kritik und Zustimmung zur Netzentgeltreform



Quelle: Fotolia / Miredi

REGULIERUNG. Verbände der Energiebranche reagierten auf die AgNes-Pläne der Bundesnetzagentur. Zustimmung gibt es für den Schutz von Speicherinvestitionen, Kritik an dynamischen Netzentgelten.

Die von der Bundesnetzagentur vorgestellten Zwischenergebnisse zur Reform der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) stoßen in der Energiewirtschaft auf ein gemischtes Echo. Übereinstimmend begrüßte die Branche den geplanten Vertrauensschutz für bestehende Speicherprojekte und die Entgeltbefreiung für Elektrolyseure. Es gab aber auch Warnungen vor zusätzlicher Komplexität, Fehlanreizen und Risiken für Investitionen.

Für den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) lobte Hauptgeschäftsführerin Kerstin Andreae den konstruktiven Austausch mit der Bundesnetzagentur. Kritisch bewerte der BDEW aber die geplante Ausgestaltung der kapazitätsorientierten Netzentgelte. Die vorgesehene pauschale Belastung für Prosumer werde deren unterschiedlichen Nutzungsprofilen nicht gerecht.

Zudem hält der Verband an seiner Kritik an volldynamischen Netzentgelten fest. Diese würden in der Praxis erhebliche Anforderungen an IT-Systeme, Messwesen, Abrechnung und Marktkommunikation stellen. Auch für die Finanzierung neuer Stromerzeugungsanlagen entstünden unkalkulierbare Risiken.

Netzkostenbeteiligung für Stromerzeuger

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) sieht in den Eckpunkten ebenfalls wichtige Signale für Investitionen. VKU-Hauptgeschäftsführer Ingbert Liebing warnte vor den geplanten dynamischen Netzentgelten, die einen hohen Umsetzungsaufwand verursachten. Dass die Bundesnetzagentur nun einen schrittweisen Einstieg ab 2030 vorsehe, verschaffe immerhin mehr Zeit für Analysen und technische Anpassungen, erklärte Liebing.

Nach Ansicht des VKU bleibt auch in anderen Punkten Klärungsbedarf. Dazu zählen neue Gebührenmodelle für Netzkapazitäten, die Beteiligung von Stromerzeugern an Netzkosten sowie die Zukunft von Sonderregelungen für die Industrie.

Laut einer VKU-Umfrage halten 74 Prozent der Mitgliedsunternehmen den aktuellen Regulierungsrahmen

für unzureichend, um notwendige Netzinvestitionen zu ermöglichen. Drei Viertel bewerten ihre finanzielle Lage beim Netzausbau als angespannt oder kritisch.

Bandlastprivileg nicht verlängern

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) kritisierte die geplante Verlängerung des sogenannten Bandlastprivilegs für Industrieunternehmen um drei Jahre. Dies sei ein „schweren Rückschritt“, sagte BEE-Präsidentin Ursula Heinen-Esser. Das Stromsystem stehe unter hohem Flexibilitätsdruck, weshalb zusätzliche Anreize für starre Verbrauchsprofile aus Sicht des Verbandes nicht mehr zeitgemäß seien.

Dagegen warnte Kerstin Maria Rippel, Hauptgeschäftsführerin der Wirtschaftsvereinigung Stahl, vor einer möglichen Abschaffung der Regelung zur atypischen Netznutzung. Diese habe sich in der Stahlindustrie bewährt und setze sinnvolle Anreize, den Stromverbrauch in Zeiten hoher Netzauslastung zu reduzieren. Angesichts hoher Stromkosten wäre eine Abschaffung aus Sicht der Branche das falsche Signal.

Skeptisch beurteilt der BEE zudem eine fehlende Differenzierung zwischen wetterabhängigen Technologien wie Windkraft und Photovoltaik sowie steuerbaren Anlagen wie Biomasse oder Wasserkraft. Für flexible Biogasanlagen könnten dadurch falsche Anreize entstehen.

Abschreckung für Prosumer befürchtet

Der Bundesverband Energiespeicher Systeme (BVES) wertet die Zwischenergebnisse dagegen als deutliche Verbesserung gegenüber früheren Überlegungen. BVES-Präsident Thomas Speidel begrüßte, dass die Behörde für Speicher Doppelbelastungen bei Einspeicherung und Entnahme vermeiden will. Der BVES sieht dennoch weiteren Diskussionsbedarf bei den geplanten dynamischen Netzentgelten sowie bei pauschalen Aufschlägen für Prosumer. Diese könnten aus Sicht des Verbandes Investitionen unnötig erschweren.

Diese Ansicht teilt der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE). Er fürchtet, dass der vorgesehene Grundpreisaufschlag für Prosumer Fehlanreize setzt und Investitionen in PV-Dachanlagen bremst. Auch das Unternehmen Einkommalfünftgrad sieht Defizite bei der geplanten Reform. Aus Sicht des Unternehmens verschiebt die Bundesnetzagentur notwendige Flexibilitätsanreize zu weit in die Zukunft. Dynamische Netzentgelte kämen zu spät.

Die Bundesnetzagentur will die finalen Regeln für die neue Netzentgeltsystematik bis Ende 2026 festlegen. Die neuen Regelungen sollen ab 2029 gelten. (Wir berichteten)

Ein [Gutachten des EWI, das die Netzentgeltmodelle des BDEW und der Bundesnetzagentur vergleicht](#), steht auf der Internetseite des Verbands zur Verfügung. // [VON SUSANNE HARMSEN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

DIHK fordert mehr Spielraum bei Wärmewende



(v.l.) Sebastian Bolay (DIHK), Stephanie von Ahlefeldt (BMW), Lothar Fehn Krestas (BMWBS) und Christian Stolte (Dena) Quelle: Susanne Harmsen

VERANSTALTUNG. Die Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK) fordert auf einer Tagung von der Bundesregierung technologieoffene Regeln und schnellere Verfahren für die Wärmewende im Gebäudesektor.

Die Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK) hat bei einer Veranstaltung in Berlin von der Bundesregierung mehr Flexibilität und Planungssicherheit für die Wärmewende im Gebäudesektor verlangt. Auf der DIHK-Konferenz „Aufbruch im Gebäudesektor: Klimaneutral. Wirtschaftlich. Zukunftsfähig.“ diskutierten Vertreter aus Wirtschaft und Politik über den Umbau von Wärmeversorgung, Neubau und Gebäudesanierung.

DIHK-Präsident Peter Adrian erklärte, die Unternehmen unterstützten das Ziel der Klimaneutralität grundsätzlich. Entscheidend sei jedoch, dass die Transformation „machbar, bezahlbar und investitionsfähig organisiert“ werde. Laut Adrian brauche der Gebäudesektor „die richtige Balance zwischen dem notwendigen schrittweisen Ausstieg aus fossilen Brennstoffen und praxistauglichen Regelungen“.

Große Fragen zur Bio-Treppe

Die Bundesregierung hat in den vergangenen Monaten mehrere Vorhaben für den Gebäudesektor angestoßen. Dazu gehören die Novelle des Baugesetzbuchs, die Reform der Wärmeplanung und das Gebäudemodernisierungsgesetz (GMG). Adrian begrüßte, dass das GMG mehr Wahlfreiheit bei Heizsystemen schaffen solle. Gleichzeitig verwies er auf offene Fragen bei der sogenannten Bio-Treppe, bei der Kostenverteilung zwischen Mietern und Vermietern sowie beim regulatorischen Rahmen nach 2040.

Die DIHK fordert zudem einfachere Nachweisverfahren und klare Zertifizierungsregeln für klimafreundliche Heizoptionen. Adrian warnte vor Unsicherheiten bei der Versorgung mit Biomethan und anderen biogenen Brennstoffen. Mengen und Preise seien derzeit nicht verlässlich planbar. Ohne schnelle politische Entscheidungen könnten Gas- und Ölheizungen für Verbraucher zur Kostenfalle werden.

Auch europäische Vorgaben standen auf der Konferenz im Mittelpunkt. Die DIHK sprach sich dafür aus, die EU-Gebäudeeffizienzrichtlinie ohne zusätzliche nationale Verschärfungen umzusetzen. Adrian betonte, der europäische Emissionshandel müsse im Gebäudesektor als marktwirtschaftliches Instrument wirken können und dürfe nicht durch nationale Sonderregelungen eingeschränkt werden. Andernfalls drohten aus Sicht der DIHK hohe Investitionsrisiken durch strengere Neubau- und Sanierungsvorgaben.

Politische Diskussionsrunde

Sören Bartol (SPD), Parlamentarischer Staatssekretär im Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, verteidigte das Gebäudemodernisierungsgesetz. Es setze europäische Vorgaben „eins zu eins“ um. Das Bundeskabinett hatte den Entwurf am 13. Mai beschlossen. Das Gesetz befinde sich derzeit im parlamentarischen Verfahren und solle noch vor der Sommerpause verabschiedet werden, so Bartol.

Kritik gab es während der Konferenz am Gesetzgebungsverfahren. Verbände hätten lediglich vier Tage Zeit für Stellungnahmen erhalten. Der Nationale Normenkontrollrat habe das GMG als „eine der schwächsten Vorlagen“ bezeichnet.

Der Staatssekretär verwies auf die weiterhin bestehende Förderung für erneuerbare Heizsysteme über die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). Trotz schwieriger Haushaltslage habe die Bundesregierung diese Förderung gesichert. Bartol sprach sich außerdem für einfacheres und serielles Bauen aus, um die Baukosten zu senken. Der sogenannte Bauturbo solle Kommunen helfen, Wohnungsbau schneller umzusetzen.

Wärmelieferverordnung reformieren

Stephanie von Ahlefeldt, Abteilungsleiterin Baupolitik im Bundeswirtschaftsministerium (BMWE), verteidigte die geplante hälftige Aufteilung der Risiken fossiler Heizungen zwischen Mietern und

Vermietern als „gerechten Kompromiss“. Zudem sprach sie sich für eine Reform der Wärmelieferverordnung aus. Die bestehenden Regeln erschwerten derzeit den Anschluss an Fernwärme oder moderne Heizsysteme.

Lothar Fehn Krestas aus dem Bundesbauministerium verwies darauf, dass der Umstieg auf erneuerbare Heizungen auch einen Ausbau der Infrastruktur erfordere. Vor allem in Innenstädten und ländlichen Regionen gebe es Herausforderungen beim Ausbau von Stromnetzen und Wärmenetzen.

Christian Stolte, Bereichsleiter Klimaneutrale Gebäude bei der Deutschen Energie-Agentur (Dena), äußerte Zweifel daran, dass heimische Biobrennstoffe künftig den heutigen Erdgasverbrauch ersetzen können. Selbst bei höheren Effizienzstandards reichten die verfügbaren Mengen nicht aus. Deshalb müsse Deutschland zusätzliche Importquellen erschließen. Von Ahlefeldt nannte in diesem Zusammenhang unter anderem die Ukraine als möglichen Lieferanten.

Stolte regte zudem an, bei der Dena ein Expertenportal für Praktiker aufzubauen. Dort könnten Fragen zur Wärmeplanung, Heizungsmodernisierung und Gebäudesanierung beantwortet sowie gelungene Beispiele aus der Praxis verbreitet werden. // [VON SUSANNE HARMSEN](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Pixabay / justynafaliszek

Vattenfall lockt Eigenheimbesitzer mit Komplettfinanzierung

VERTRIEB. Vattenfall bietet gemeinsam mit der Enpal-Tochter EFS Finanzierungslösungen für PV-Anlagen, Wärmepumpen und Wallboxen direkt im Verkaufsprozess an.

Der Energieversorger Vattenfall und das FinTech-Unternehmen EFS bieten privaten Haushalten künftig Finanzierungslösungen für Photovoltaik-Anlagen, Stromspeicher, Wallboxen und Wärmepumpen an. Ziel sei es, Investitionen in dezentrale Energietechnik einfacher planbar zu machen und Einstiegshürden zu senken, schreiben die Unternehmen in einer aktuellen Mitteilung.

Kundinnen und Kunden sollen dabei Beratung, Technik, Energietarife und Finanzierung aus einer Hand erhalten. Die Finanzierung werde digital in den Verkaufsprozess integriert. Der Aufwand für separate Kreditanfragen oder Bankgespräche soll so reduziert werden: „Wer auf Solarstrom oder eine Wärmepumpe umsteigen möchte, will vor allem Klarheit: über Kosten, monatliche Belastungen und die langfristige Wirtschaftlichkeit“, lässt sich Orkan Cakir, Leiter Privatkundenlösungen bei Vattenfall, zitieren. Das neue Angebot solle „genau diese Sicherheit“ schaffen.

Die Finanzierungslösungen seien auf private Haushalte zugeschnitten und flexibel anpassbar. Kundinnen und Kunden könnten frühzeitig die monatlichen Kosten abschätzen und die Investition in ihre persönliche Finanzplanung einordnen.

EFS ist auf Finanzierungslösungen für dezentrale Energietechnik spezialisiert. Das Unternehmen gehört zur Enpal-Gruppe und bietet Finanzierungsmodelle für Handwerksbetriebe und Projektentwickler an.

// VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG





Neue Einnahmequelle für Stadtwerke

Der Batteriespezialist Tesvolt baut nicht nur Co-Location-Speicherprojekte und Batterieparcs, sondern bietet auch die Vermarktung des Stroms an der Börse und gleichzeitig die Teilnahme am Regenergiemarkt an. So erwirtschaften Stadtwerke besonders hohe Erlöse.

Tesvolt begleitet Stadtwerke von der ersten Idee bis zum laufenden Betrieb der Batteriespeicher. Kunden erhalten alle Leistungen aus einer Hand.

Besuchen Sie Tesvolt auf der **ees Europe 2026**

 **Messe München | Halle B2 | Stand 110**
 **23. – 25. Juni 2026**

// JETZT TERMIN FÜR EES EUROPE VEREINBAREN oder Kontakt aufnehmen unter +49 (0) 3491 / 87 97 100

Eine einzige Karte für drei große Ladenetze



Besiegeln die Kooperation: Brice Bertrand (UTA), Simon Oetter (Ionity), Tim Görts (UTA Edenred) und Eric Weiland-Eylers (Ionity).
 Quelle: UTA Edenred_Bjoern Friedrich

ELEKTROFAHRZEUGE. Der Zahlungsdienstleister UTA Edenred bietet jetzt mit einer einzigen Ladekarte einen vergünstigten Zugang zu drei großen deutschen Ladenetzen.

Nach EnBW und Tesla schloss UTA Edenred laut Mitteilung vom Mai auch mit Ionity eine Vereinbarung, um mit der „UTA eCard“ Elektromobilisten den Zugang zu deren gesamten Ladenetz zu ermöglichen.

Ionity ist ein europäischer Ladenetzbetreiber, der acht Autobauern und der Investmentgesellschaft Blackrock gehört. Sein Netz umfasst 6.000 Ultraschnellladepunkte, davon 1.380 in Deutschland (Stand 25. März). Hierzulande betreibt Ionity damit das fünfzehntgrößte Ladenetz, so die EID-Tankstellen-Erhebung, die sich auf das Ladesäulenregister der Bundesnetzagentur beruft.

Ähnliche Vertriebsvereinbarungen wie jetzt mit Ionity hatte UTA Edenred zuvor mit den zwei größten Betreibern in Deutschland, EnBW und Tesla, geschlossen. Mit zwei verschiedenen optionalen Tarifen auf der E-Card bekommen Flottenkunden bei Ionity bis zu 40 Prozent Rabatt auf den normalen Fahrstrompreis. Simon Oetter, Head of Product Management & Sales von Ionity, kommentierte: „Für viele Unternehmen ist der einfache Zugang zu zuverlässiger Ladeinfrastruktur ein entscheidender Faktor bei der Elektrifizierung ihrer Flotten.“ **// VON GEORG EBLE**

[^ Zum Inhalt](#)

Versorgungssicherheit hat Priorität



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.

Die Krise im Nahen Osten hat nach Ansicht der Internationalen Energieagentur (IEA) in Paris weitreichende und voraussichtlich lang andauernde Auswirkungen auf die Energiepolitik.

Weltweit erhalte die Versorgungssicherheit inzwischen oberste Priorität, sagt IEA-Direktor Fatih Birol. Davon profitierten vor allem die erneuerbaren Energien und die Atomkraft, aber auch Kohle, Öl und Gas, wenn sie als heimische Energiequelle verfügbar seien. Die Sorge um das Klima und die Senkung der Treibhausgase sei dagegen in den Hintergrund gerückt.

Die globalen Trends, das geht aus dem jüngsten Bericht der IEA über die Investitionen im Energiesektor hervor, machen sich auch in der EU bemerkbar, obwohl sie von der Schließung der Straße von Hormus vergleichsweise weniger betroffen ist als insbesondere Asien. Die Europäer hätten ihre Energieversorgung erfolgreich diversifiziert, sagt Birol.



Tom Weingärtner
Quelle: E&M

Der IEA-Bericht bescheinigt der EU einen systematischen Ausbau der erneuerbaren Energien, der sich seit 2020 erheblich beschleunigt habe. Im letzten Jahr legten die Investitionen in die Stromerzeugung aus Wind, Sonne und anderen erneuerbaren Quellen noch einmal um 7 Prozent zu auf 105 Milliarden Dollar (90,2 Milliarden Euro). In diesem Jahr erwartet die IEA noch höhere Investitionen in Speicher und Netze.

Weil die Preise vor allem für die Solaranlagen weiter fallen, fällt der Kapazitätswachst noch stärker aus. So sind die Kosten für 1 GW Solar PV in den letzten 10 Jahren um 80 Prozent gefallen, für Wind, Öl und Gas um rund 25 Prozent. Durch die seit 2015 installierten Kapazitäten zur Nutzung von erneuerbaren Energien habe die EU 2025 weniger Kohle, Öl und Gas im Gegenwert von mehr als 52 Milliarden Euro importieren müssen, heißt es in dem Bericht.

Probleme nur beim Offshore-Ausbau

Probleme sieht die IEA nur beim Ausbau der Windenergie auf See. Das Anfang des Jahres verkündete Investitionsprogramm für die Nordsee sei jedoch geeignet, die mit der Offshore-Windenergie verbundenen Risiken zu reduzieren und das Ziel, bis 2040 Windparks mit einer Kapazität von 15 GW ans Netz zu bringen, zu erreichen. Die damit verbundenen Investitionen schätzt man in Paris auf 9,5 Milliarden Euro.

Die EU habe die Abhängigkeit von russischem Öl und Gas seit 2022 deutlich zurückgeführt und importiere dafür 30 Prozent mehr LNG aus den Vereinigten Staaten und aus Afrika. Die Investitionen in die LNG-Infrastruktur stiegen deshalb im gleichen Zeitraum von 8 auf 15 Milliarden Euro. In diesem Jahr rechnet die

IEA mit 17 Milliarden Euro.

Ihre Investitionserwartungen in CCS-Projekte hat die IEA insgesamt nach unten korrigiert, mit rund 4 Milliarden Euro steht die EU aber weltweit an der Spitze in diesem Bereich, gefolgt von den USA und dem Nahen Osten.

Die Elektrifizierung des Energieverbrauchs ist zwar ein wichtiges Ziel der europäischen Energiepolitik, stagniert aber seit Jahren. In Paris sieht man deswegen mit Wohlwollen, dass die Europäer mehr in den Ausbau der Elektrizitäts-Infrastruktur investieren. Allein für Batteriespeicher würden dieses Jahr voraussichtlich 11 Milliarden Euro ausgegeben, 30-mal mehr als 2020. Für den Ausbau der Leitungen seien Investitionen von weiteren 94,5 Milliarden Euro geplant, doppelt so viel wie 2020. Dabei spielten auch die von der Kommission in Aussicht gestellten Beihilfen eine Rolle.

Schließlich investieren die europäischen Verbraucher in diesem Jahr voraussichtlich 144 Milliarden Euro für elektrische Geräte oder Fahrzeuge.

Die Europäer investieren damit zwar pro Kopf 2,5-mal so viel für ihre Energieversorgung wie andere Länder aber im Verhältnis zu ihrem Sozialprodukt nur 2 Prozent, während der globale Durchschnitt bei 3 Prozent liegt.

Auch bei der Aufteilung ihrer Investitionen unterscheidet sich die EU deutlich vom Rest der Welt. Im globalen Durchschnitt wird am meisten in die Versorgung mit fossilen Brennstoffen (29 Prozent) investiert, gefolgt von elektrischen Endgeräten (23 Prozent), emissionsarmer Stromerzeugung (22 Prozent) und der Netzinfrastruktur einschließlich Speicher (19 Prozent). Die Europäer investieren dagegen vor allem in Endgeräte (38 Prozent), in Netze und Speicher (28 Prozent) und eine emissionsarme Stromerzeugung (26 Prozent). Auf eine sichere Versorgung mit fossilen Brennstoffen entfallen nur 5 Prozent der Investitionen.

Global liegen die fossilen Brennstoffe dagegen im Trend, vor allem Erdgas. In diesem Jahr erwartet die IEA Investitionen von 860 Milliarden Euro um Kohle-, Öl- und Erdgasvorkommen zu erschließen, zu warten oder zu modernisieren, drei Prozent mehr als 2025. Eine Ursache dafür sei das rasante Wachstum der künstlichen Intelligenz. In den Vereinigten Staaten werden für die Versorgung der Rechenzentren vor allem Gaskraftwerke gebaut. In Europa erwartet die IEA 2030 eine zusätzliche Stromnachfrage durch Rechenzentren von 300 TWh, hinzu kämen Wärmepumpen, Elektroautos und andere Geräte.

// VON TOM WEINGÄRTNER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK

Quelle: E&M / Katia Meyer-Tien

Forschende fordern Kurswechsel: Biogas statt neue Erdgasreserven

BIOGAS. Eine Studie sieht flexible Biogaskraftwerke als wichtigen Beitrag für Versorgungssicherheit und niedrigere Strompreise. Gefordert werden unter anderem deutlich höhere Ausschreibungen.

Flexible Biogaskraftwerke können laut einer Studie der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) einen größeren Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten als bislang vorgesehen. Die Metastudie „Hochflexible Biogas-Speicherkraftwerke“ ist auf dem Norddeutschen Biogas-Branchentreff am 28. Mai in Rendsburg vorgestellt worden. Die Studie beziffert den volkswirtschaftlichen und ökologischen Nutzen flexibilisierter Biogasanlagen und entwickelt eine Roadmap bis 2030.

Die Studie geht davon aus, dass die Bedeutung steuerbarer Kraftwerkskapazitäten nach dem Kohleausstieg zunimmt. Die Bundesnetzagentur erwartet laut Studie bis 2035 einen Bedarf von 21,5 bis 35,5 GW steuerbarer Leistung. Die Autoren kritisieren allerdings, dass biogene Gase seitens der Politik nicht ausreichend priorisiert werden.

Die Studie sieht zudem einen Widerspruch zwischen den europäischen Zielen und der deutschen Energiepolitik. Während die EU mit dem Programm „REPowerEU“ eine stärkere Nutzung erneuerbarer Gase anstrebe, fehle in Deutschland ein markt- und systemdienlicher Finanzierungsrahmen für Biogas und Biomethan.

Kritisch bewerten die Autoren insbesondere den Referentenentwurf zum Stromversorgungssicherheits- und Kapazitätsgesetz (StromVKG). Dieser schließe biogene Gase zwar nicht aus, priorisiere sie aber auch nicht gegenüber fossilem Erdgas. Auch die im Gebäudemodernisierungsgesetz (GMG) vorgesehene Grüngasquote greife nach Einschätzung der Studie zu spät und nur für Neuanlagen.

Kritik der Erneuerbaren-Verbände an Bundespolitik

Ursula Heinen-Esser, die Präsidentin des Bundesverbands Erneuerbare Energien, nutzte die Vorstellung, um Forderungen an die Bundespolitik zu richten – aber auch Kritik zu äußern. „Die Branche ist nervös“, sagte sie in Rendsburg beim Branchentreff. „Weichenstellende“ Gesetzesvorhaben, insbesondere die EEG-Novelle und das StromVKG, seien immer noch nicht in Sicht. Heinen-Esser erklärte, Biogasanlagen seien ein

zentraler Baustein für Versorgungssicherheit, Flexibilisierung und Klimaschutz. Sie forderte, gesicherte erneuerbare Leistung im StromVKG systematisch zu berücksichtigen und die EEG-Novelle mit deutlich höheren Ausschreibungsvolumina auszustatten.

Marcus Hrach, Geschäftsführer des LEE Schleswig-Holstein, verwies in seinem Grußwort auf die wirtschaftlichen Risiken fossiler Energieabhängigkeiten und bezeichnete heimische erneuerbare Energieträger als Voraussetzung für eine resilientere Energieversorgung. „Gerade vor dem Hintergrund zunehmender geopolitischer Spannungen ist es im Interesse Deutschlands und Europas zwingend erforderlich, heimische steuerbare und krisenfeste Energieträger konsequent auszubauen.“ Flexible Biogasanlagen wären daher unverzichtbar. Das zeige nun auch die Studie eindrücklich.

Forderung nach höherem Ausschreibungsvolumen

Die Autoren der Studie empfehlen, wie auch die Branchenverbände, eine deutliche Ausweitung der Ausschreibungen für flexibilisierte Biogasanlagen. Das jährliche Ausschreibungsvolumen solle auf 3,2 GW erhöht werden. Bis 2030 könnten dadurch 12,6 GW flexibilisierte Biogaskraftwerksleistung aufgebaut werden.

Den daraus resultierenden volkswirtschaftlichen Nutzen beziffert die Studie auf mindestens 7,8 Milliarden Euro pro Jahr. Darin enthalten seien strompreisdämpfende Effekte und Einsparungen fossiler Energieträger. Die Kosten für Marktprämie, Flexibilitätszuschlag und eine zusätzliche Speicherkapazitätsprämie lägen laut Studie bei maximal 5,3 Milliarden Euro jährlich.

Da flexible Biogaskraftwerke insbesondere in Dunkelflauten fossile Erdgasreserven ersetzen und teure Strompreisspitzen vermeiden können, fordert die Studie einen zusätzlichen „Speicherkapazitätszuschlag“ im EEG. Anlagen sollten künftig über ausreichend große Gasspeicher verfügen, um Strom auch während längerer Dunkelflauten bereitstellen zu können. Die Autoren empfehlen Speicherkapazitäten für mindestens 80, idealerweise 160 Stunden Volllastbetrieb.

Im Wärmesektor sieht die Studie Einsatzmöglichkeiten für Biogas und Biomethan vor allem in Nahwärmenetzen und bei industrieller Prozesswärme. Langfristig würden erneuerbare Gase insbesondere in schwer elektrifizierbaren Bereichen benötigt. Die Autoren fordern deshalb, Biogas stärker in die Kraftwerksstrategie der Bundesregierung einzubinden und die politischen Rahmenbedingungen anzupassen.

Die [FAU Biogasstudie 2026](#) ist auf der Webseite der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU) als PDF verfügbar.



Die FAU-Studie als PDF.

Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: FAU

// VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

UBA-Studie hält Atom-Ausbau für unrealistisch



Quelle: Pixabay / Ulrike Leone

KERNKRAFT. Eine Studie im Auftrag des Umweltbundesamts kommt zu dem Schluss: Kernenergie ist für das Erreichen der Klimaneutralität bis 2050 nicht notwendig.

Erneuerbare Energien bleiben nach einer Studie im Auftrag des Umweltbundesamts (UBA) der zentrale Baustein für das Erreichen der globalen Klimaziele. Kernenergie sei dagegen weder notwendig noch wirtschaftlich, um bis 2050 Netto-Null-Emissionen zu erreichen.

Die mehr als 500 Seiten umfassende Untersuchung mit dem Titel „Climate and environmental impact of nuclear power“ analysiert globale Energieszenarien, Lebenszyklus-Emissionen, Kostenstrukturen und Klimarisiken der Kernenergie. Verfasst wurde sie vom Öko-Institut im Auftrag des Umweltbundesamts.

Nach Angaben der Autoren blieb die weltweite Kernkraftkapazität in den vergangenen 25 Jahren mit rund 370 GW weitgehend konstant. Der Anteil der Kernenergie an der globalen Stromerzeugung sei von 17 Prozent im Jahr 1996 auf 9 Prozent im Jahr 2024 gesunken. Gleichzeitig hätten erneuerbare Energien bereits ein Drittel der weltweiten Stromproduktion erreicht.

Die in der Studie analysierten Klimaszenarien prognostizieren dementsprechend bis 2050 überwiegend sinkende Anteile der Kernenergie an der Stromerzeugung. In mehreren Modellrechnungen fällt der Anteil auf 3 bis 4 Prozent. Erneuerbare Energien erreichen dagegen Anteile zwischen 88 und 97 Prozent .

Auch das auf den Weltklimakonferenzen COP 28 und COP 29 formulierte Ziel, die weltweite Kernkraftkapazität bis 2050 zu verdreifachen, bewertet die Studie als unrealistisch. Dafür müssten bis 2050 jährlich fast 70 GW neue Kernkraftleistung ans Netz gehen. Das liege deutlich über historischen Ausbaumerten. Als zentrale Hindernisse nennen die Autoren hohe Investitionskosten, lange Bauzeiten und geringe Flexibilität in Stromsystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.

Zudem seien neue Kernkraftwerke in liberalisierten Strommärkten wirtschaftlich schwer finanzierbar: „Die Klimadebatte braucht realistische Optionen. Neue Kernkraftwerke sind teuer, ihre Inbetriebnahme dauert sehr lange und sie passen nur schlecht in ein Energiesystem, das künftig stark von Wind- und Solarenergie geprägt sein wird“, lässt sich Christoph Pistner, Leiter des Bereichs Nukleartechnik & Anlagensicherheit am Öko-Institut, in einer Mitteilung seines Hauses zitieren: „Wer Klimaschutz ernst nimmt, muss vor allem auf Technologien setzen, die schnell verfügbar, bezahlbar und in einem erneuerbaren Stromsystem gut integrierbar sind.“

Fragwürdige Zuverlässigkeit, hohe Stromgestehungskosten

Die Studie untersucht außerdem die Auswirkungen des Klimawandels auf Kernkraftwerke. Steigende Wassertemperaturen, Dürren, Sturmfluten und der Meeresspiegelanstieg könnten die Zuverlässigkeit der Anlagen beeinträchtigen. Bereits heute gebe es in mehreren europäischen Ländern wetterbedingte Leistungsreduzierungen und Abschaltungen.

In Bezug auf die verursachten Treibhausgasemissionen berechnet die Untersuchung für Kernenergie Werte zwischen 5 und 15 Gramm CO₂-Äquivalent pro kWh im Jahr 2020. Damit liege Kernenergie zwar im Bereich anderer emissionsarmer Technologien, die Bilanz hänge jedoch stark von Faktoren wie Uranerzqualität, Transportwegen und Strommix bei der Urananreicherung ab.

Deutlich kritischer fällt die wirtschaftliche Bewertung aus. Die Stromgestehungskosten neuer Kernkraftwerke in Europa lagen laut Studie 2020 zwischen 15,0 und 19,2 Cent/kWh. Für 2030 rechnen die

Autoren mit 26,1 bis 36,2 Cent/kWh. Onshore-Windkraft komme dagegen auf 2,4 bis 7,7 Cent/kWh, Photovoltaik auf 4,6 bis 14,8 Cent/kWh.

Auch kleine modulare Reaktoren (SMR) bewertet die Studie zurückhaltend. Bis 2025 habe kein Konzept die kommerzielle Reife erreicht. Die Kostenannahmen vieler Entwickler seien spekulativ.

„Unser Fazit: Neue Kernkraftwerke sind zu teuer und stünden zu spät bereit, um einen signifikanten Beitrag zur Erreichung der bestehenden Klimaziele zu leisten“, so Pistner. „Erneuerbare Energien bleiben damit die zentrale Säule eines klimaneutralen Stromsystems.“

Die Studie mit dem Titel „**Climate and environmental impact of nuclear power**“ ist auf den Internetseiten des UBA abrufbar. // **VON KATIA MEYER-TIEN**

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

[^ Zum Inhalt](#)

Eon will bidirektionales Laden auf breite Basis stellen



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

STROMNETZ. Im Forschungsprojekt „BDL Next“ testet der Energiekonzern Eon gemeinsam mit Partnern, wie bidirektionales Laden netz- und marktdienlich skaliert werden kann.

Mit dem Pilotbetrieb des Forschungsprojekts BDL Next startet Eon gemeinsam mit Industrie-, Netz- und Forschungspartnern die nächste Entwicklungsstufe des bidirektionalen Ladens. Im Fokus steht nicht mehr allein die Optimierung des Eigenverbrauchs einzelner Haushalte, sondern die systemdienliche Integration von Elektrofahrzeugen in das Energiesystem. Ziel ist es, wie es in einer Unternehmensmitteilung heißt, Flexibilitäten aus Haushalten künftig großflächig für Netzstabilität, Redispatch-Prozesse und die Integration erneuerbarer Energien nutzbar zu machen.

Dafür werden im Rahmen des Pilotprojekts reale Haushalte mit bidirektional ladefähigen Fahrzeugen ausgestattet. Die Fahrzeuge wurden kürzlich in der BMW Welt in München an die Teilnehmer übergeben. Über mehrere Monate hinweg untersuchen die Projektpartner unter Praxisbedingungen, wie sich E-Autos, Photovoltaik, Heimspeicher und intelligente Energiemanagementsysteme interoperabel verknüpfen lassen.

Netzdienliche Flexibilität aus Haushalten für das Netz

Im Zentrum des Projekts steht die Frage, wie tausende dezentrale Flexibilitäten koordiniert und in bestehende Markt- und Netzprozesse integriert werden können. Eon testet dabei, wie Elektrofahrzeuge gezielt aktiviert und in Echtzeit gesteuert werden können, ohne den Nutzungskomfort der Haushalte einzuschränken.

Eine zentrale Herausforderung liegt in der präzisen Messung und bilanziellen Zuordnung der Energieflüsse. Entscheidend ist etwa die Frage, wann Strom aus dem Fahrzeug ins Netz eingespeist wird, aus welchen Quellen die Energie stammt und wie diese Prozesse regulatorisch abgebildet werden können. Gleichzeitig erproben die Projektpartner standardisierte Kommunikationsprozesse zwischen Übertragungsnetzbetreibern, Verteilnetzbetreibern und Haushalten.

Damit adressiert BDL Next wesentliche Anforderungen des sogenannten Redispatch 3.0. Künftig sollen auch dezentrale Ressourcen auf Niederspannungsebene zur Vermeidung von Netzengpässen beitragen. Dafür sind skalierbare und herstellerübergreifende Prozesse erforderlich, die eine koordinierte Steuerung vieler einzelner Anlagen ermöglichen.

„Der nächste Schritt beim bidirektionalen Laden ist klar: weg von der Einzellösung hin zur Nutzung im Energiesystem“, sagt Stefan Padberg, Leiter Innovation bei Eon.

Offene Systeme als Grundlage für Skalierung

Ein weiterer Schwerpunkt des Projekts ist die intelligente Verknüpfung von bidirektionalem Laden und Photovoltaik. Die Fahrzeuge dienen dabei sowohl der Eigenverbrauchsoptimierung als auch der Vermarktung von Flexibilität über Vehicle-to-Grid-Anwendungen.

Voraussetzung für die Skalierung ist nach Einschätzung der Projektpartner ein hohes Maß an Interoperabilität. Fahrzeuge, Wallboxen, Energiemanagementsysteme, PV-Anlagen und Heimspeicher sollen herstellerübergreifend zusammenarbeiten, bei offenen Standards zwischen Automobilindustrie, Energiewirtschaft und Forschung.

BDL Next läuft seit November 2023 und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Die wissenschaftliche Leitung liegt bei der Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE). Zu den Projektpartnern zählen neben Eon und BMW Bayernwerk Netz, Tennet, KEO, Compleo sowie mehrere wissenschaftliche Einrichtungen. // VON GÜNTER DREWNITZKY

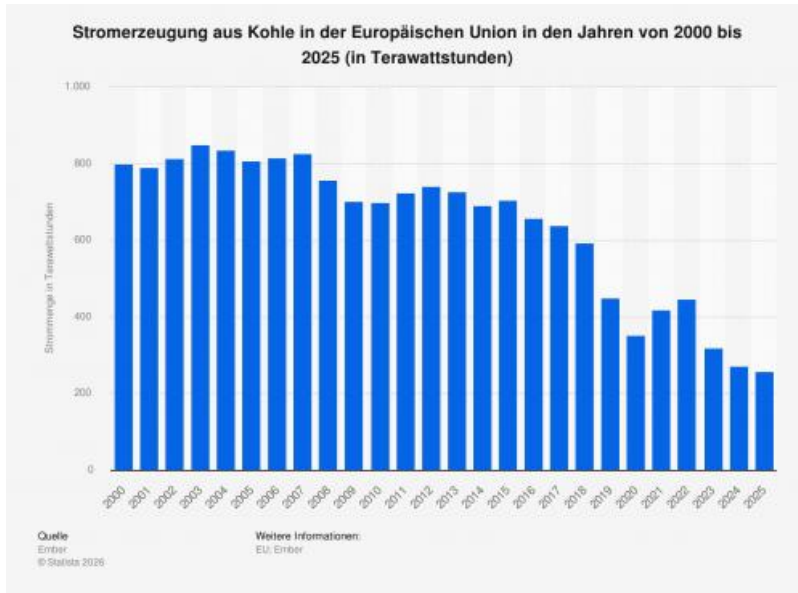
[^ Zum Inhalt](#)

Stromerzeugung aus Kohle in der Europäischen Union



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

In der Europäischen Union wurden im Jahr 2025 rund 258 Terawattstunden Strom aus Kohle produziert. Die Kohleverstromung war in den vergangenen Jahren – mit Ausnahme der Jahre 2021 und 2022 – rückläufig. Im weltweiten Vergleich der Länder mit der größten Kohleverstromung lag China zuletzt mit Abstand auf Platz eins. // **VON REDAKTION**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Beispiel einer im Bau befindlichen Wasserstoffproduktionsanlage in Schwäbisch Gmünd. Quelle: Lhyfe

Lhyfe und Strabag planen gemeinsame Wasserstoffprojekte

KOOPERATION. Grüne Wasserstoffprojekte in Deutschland sollen schneller vorankommen. Lhyfe und Strabag wollen hierfür ihre Kompetenzen bündeln.

Lhyfe und Strabag wollen in Deutschland gemeinsam Projekte für grünen Wasserstoff entwickeln. Die Unternehmen haben dafür, wie Lhyfe in einer Mitteilung vom 28. Mai bekannt gibt, eine strategische Vereinbarung getroffen. Konkrete Projekte oder Standorte nennen die Unternehmen bislang nicht. Zunächst wollen sie gemeinsam neue Wasserstoffvorhaben identifizieren und entwickeln. Langfristig können sich die Partner eine Ausweitung der Zusammenarbeit auch auf weitere europäische Länder vorstellen, wie es in der Mitteilung heißt.

Lhyfe mit Sitz im französischen Nantes produziert und liefert grünen Wasserstoff für Industrie und Mobilität. Strabag mit Sitz in Wien ist ein europäischer Baukonzern und Infrastrukturdienstleister.

Die Vereinbarung fällt in eine Phase, in der Deutschland die europäische Renewable Energy Directive III (RED III) in nationales Recht umsetzt. Lhyfe und Strabag knüpfen ihre Kooperation ausdrücklich an den neuen europäischen Regelungsrahmen. Die Richtlinie schafft laut Lhyfe einen regulierten Rahmen für erneuerbare Kraftstoffe nicht-biogenen Ursprungs (Renewable Fuels of Non-Biological Origin, RFNBO). Dazu zählt Wasserstoff, der mit erneuerbarem Strom produziert wird und Anforderungen an Herkunft und zeitliche Verfügbarkeit des eingesetzten Stroms erfüllt. Nach Einschätzung von Lhyfe entstehen dadurch verbindlichere Vorgaben für energieintensive Industrieunternehmen. Das könne Investitionsentscheidungen in der Wasserstoffbranche erleichtern, da die Nachfrage verlässlicher planbar werde.

EU-Regelrahmen soll Nachfrage stützen

Ins Zentrum ihrer Kooperation stellen die Partner die gemeinsame Projektentwicklung. Lhyfe und Strabag wollen künftige Projekte identifizieren, entwickeln und umsetzen. Die Partner nennen dabei drei Ziele: Sie wollen Planungs- und Bauprozesse beschleunigen, Entwicklungs- und Realisierungsrisiken senken und Wasserstoffprojekte in Deutschland voranbringen.

Lhyfe verweist in der Mitteilung auf seine bestehende Infrastruktur. Das Unternehmen betreibt demnach vier installierte und RFNBO-zertifizierte Produktionsstandorte für grünen Wasserstoff. Zwei weitere

Standorte befinden sich im Bau. Zudem verfügt Lhyfe nach eigenen Angaben über mehr als 80 Wasserstoffcontainer für den Transport größerer Wasserstoffmengen sowie über rund 15 Speicherstandorte.

Das Unternehmen ordnet seine Tätigkeit in die Dekarbonisierung von Industrie und Mobilität ein. Lhyfe hatte 2021 nach eigenen Angaben erstmals eine industrielle Produktionsstätte für grünen Wasserstoff in Betrieb genommen, die direkt an einen Windpark angeschlossen ist. Ein Jahr später folgte eine Pilotplattform zur Produktion von grünem Wasserstoff auf See. Ende Dezember 2025 beschäftigte Lhyfe 188 Mitarbeiter und war in elf europäischen Ländern vertreten.

Strabags Geschäftsfelder sind Strukturierung, Planung, Engineering, Ausführung und langfristiger Betrieb von Bau- und Infrastrukturprojekten. Der Konzern verweist außerdem auf Erfahrung bei Finanzierung und Investitionen.

Wolfgang Zechmeister, Bereichsleiter bei Strabag, erklärt, durch die Partnerschaft erweitere Strabag die Kenntnisse für die Entwicklung von Wasserstoffprojekten. Der Konzern bringe bauliches Know-how im Bereich erneuerbarer Energien und Energieinfrastruktur mit.

Luc Grare, Chief Strategy Officer bei Lhyfe, unterstreicht den Zeitpunkt der Vereinbarung. Die Kombination aus industrieller und baulicher Expertise von Strabag und der Erfahrung von Lhyfe als europäischer Produzent von RFNBO-Wasserstoff schaffe eine Grundlage, um Projekte schneller zu entwickeln und umzusetzen. // VON DAVINA SPOHN

[^ 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

RWE will Biblis zum Fusionsstandort machen



Visualisierung des Fusionskraftwerkes am Standort Biblis. Quelle: Focused Energy

FUSIONSENERGIE. RWE will die Fusionsenergie in Deutschland weiter vorantreiben. Der Konzern investiert weitere 60 Millionen Euro in Focused Energy und plant ein Fusionskraftwerk in Biblis.

Die Bundesregierung hat die Fusionsenergie inzwischen zu einer strategischen Zukunftstechnologie erklärt. Bis 2037 will der Bund insgesamt 9 Milliarden Euro in die Entwicklung investieren (wir berichteten). RWE zählt zu den ersten großen Energiekonzernen in Deutschland, die konkrete Industrieprojekte in diesem Bereich vorantreiben. Dazu gehört die Beteiligung an dem Darmstädter Start-up Focused Energy.

Wie der Energiekonzern in einer Mitteilung vom 27. Mai bekannt gibt, baut er seine seit Oktober 2025 bestehende Beteiligung an dem Fusionsunternehmen Focused Energy um weitere 60 Millionen Euro aus. Die Investition erfolgt im Rahmen einer internationalen Finanzierungsrunde, bei der Focused Energy insgesamt 240 Millionen US-Dollar (umgerechnet 206 Millionen Euro) einwerben konnte. Investoren aus Europa, den USA, Asien und der Golfregion waren daran beteiligt.

Zwei Methoden der Kernfusion

Derzeit verfolgen Unternehmen und Forschungseinrichtungen weltweit vor allem zwei Methoden der Kernfusion: Bei der sogenannten Magnetfusion halten starke Magnetfelder ein extrem heißes Plasma stabil, damit Wasserstoffkerne nicht an die Reaktorwände gelangen und im schwebenden Zustand miteinander verschmelzen können. Dabei setzen sie Energie frei.

Focused Energy hat sich dagegen auf die Trägheitsfusion, häufig auch Laserfusion genannt, spezialisiert. Dabei richten Hochleistungslaser ihre Energie auf winzige Brennstoffkapseln, die die Wasserstoff-Isotope Deuterium und Tritium enthalten. Die enorme Hitze und der starke Druck lassen die Atomkerne verschmelzen und Energie freierwerden.

Der Standort Biblis in Südhessen, zwischen Darmstadt und Mannheim gelegen, spielt in den Plänen von Focused Energy eine zentrale Rolle. Das Unternehmen will auf dem Gelände des früheren Atomkraftwerks langfristig ein Fusionskraftwerk errichten. Nach Angaben von RWE soll ein großer Teil des neuen Kapitals in den Ausbau des Standorts fließen. Bereits heute arbeitet das Darmstädter Unternehmen dort an Entwicklungsprojekten für Laserfusionstechnologien.

Vorteile des Standorts Biblis

RWE sieht in dem früheren Kraftwerksstandort mehrere Vorteile. Vorhanden sind bereits Netzanschlüsse, Industrieflächen und kerntechnische Infrastruktur. Zudem bringt der Konzern Erfahrung aus dem Kraftwerksbetrieb sowie bei Genehmigungsverfahren ein. Sollte Biblis den Zuschlag des Bundes für einen geplanten Laserfusions-Hub erhalten, will RWE den Rückbau der bisherigen Anlagen beschleunigen, um Flächen schneller bereitzustellen.

Während Focused Energy in Hessen auf die Laserfusion als Methode setzt, treibt das Münchner Unternehmen Proxima Fusion in Bayern Projekte zur Magnetfusion voran (wir berichteten Ende Februar). Die Bundesregierung will mit ihrer Förderstrategie beide Fusionsmethoden parallel weiterentwickeln.

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Stadtwerke Huntetal gründen Genossenschaft für Speicherprojekt



Quelle: Shutterstock / Nutthapat Matphongtavorn

STROMSPEICHER. Für ein Großspeicher-Projekt verändern die Stadtwerke EVB Huntetal ihre Struktur. Eine Tochtergesellschaft erhält einen neuen Namen, und eine Genossenschaft kommt als Partner hinzu.

Ein Großspeicher in Niedersachsen nimmt Gestalt an. Die in Diepholz beheimateten Stadtwerke EVB Huntetal streben den Baubeginn für das 4,5 Millionen Euro teure Projekt noch zur Mitte des laufenden Jahres an. Aktuell stehen die organisatorischen Vorbereitungen vor dem Abschluss.

Der Speicher mit einer Leistung von rund 6 MW soll ein Vorhaben der Stadtwerke EVB Huntetal Energiewende 2 GmbH werden. Dahinter verbirgt sich die alte Stadtwerke-Tochter swH Abwasser GmbH, für die nach den erforderlichen politischen Beschlüssen eine Umbenennung ansteht. Alle vier an den Stadtwerken Huntetal beteiligten Kommunen aus dem Landkreis Diepholz müssen dem zustimmen. Dies ist aber nur Formsache.

An der Energiewende 2 GmbH sollen zu gleichen Teilen die Stadtwerke Huntetal, die Energiehandelsgesellschaft West mbH (EHW) – ein Handelsverbund von acht Stadtwerken – und eine neu zu gründende Energiegenossenschaft beteiligt sein. Für die Genossenschaft ist als Name Bürgerenergie Huntetal eG vorgesehen.

Die Stadtwerke wollen die Genossenschaft mit den eigenen Gesellschaftern gründen und im nächsten Schritt der regionalen Bevölkerung aus Diepholz, Barnstorf, Rheden und Wagenfeld die Möglichkeit zum Beitritt (ab 1.000 Euro) geben. Vorstand der Energiegenossenschaft soll Stadtwerke-Geschäftsführer Matthias Partetzke werden, den Aufsichtsrat sollen die Spitzen der vier Kommunen bilden.

Der Großspeicher (12 MWh Kapazität) könnte noch Ende 2026 in Betrieb gehen. Der Wirtschaftsplan ist auf 15 Jahre ausgelegt, die Rendite soll bei 4 bis 6 Prozent auf das eingesetzte Kapital vor Steuern liegen. Von den 4,5 Millionen Euro Investitionen wollen die drei Gesellschafter jeweils 750.000 Euro tragen, in Summe also 50 Prozent. Der Rest ist geliehenes Geld.

Für den Standort des Speichers in Diepholz ist ein Ackergelände in unmittelbarer Nähe einer Umspannstation von Westenergie vorgesehen. Die Anlage soll überschüssigen Strom in Zeiten günstiger Tarife einlagern und bei hoher Nachfrage mit Gewinn wieder ins Netz speisen. // **VON VOLKER STEPHAN**

[^ Zum Inhalt](#)

OMV sieht sich im Gasgeschäft gut aufgestellt



Quelle: Shutterstock

GAS. Die Verantwortlichen der OMV überlegen, weitere Millionen in das heimische Gasfeld Wittau zu investieren, sofern die noch auszuwertenden aktuellen Produktionsdaten dies rechtfertigen.

Aktuelle Projekte der OMV zur Erdgasversorgung bildeten einen der Schwerpunkte der Fragen der Aktionäre bei der Hauptversammlung des österreichischen Öl-, Gas- und Chemiekonzerns am 27. Mai in Wien. Der scheidende Generaldirektor Alfred Stern berichtete, das Unternehmen sei im Wesentlichen gut unterwegs. Das Vorhaben Neptun Deep zur Erschließung eines Gasfelds mit 1.000 Milliarden kWh Inhalt im rumänischen Teil des Schwarzen Meeres sei zu etwa 70 Prozent abgeschlossen. Die Förderung durch die OMV-Tochter OMV Petrom und die rumänische Romgaz beginne 2027.

Laut dem zuständigen OMV-Vorstand Berislav Gaso ist geplant, rund 88 Milliarden kWh pro Jahr zu fördern. Ihm zufolge beliefen sich die bisherigen Investitionen auf etwa 2,2 Milliarden Euro, von denen die Hälfte auf die Petrom entfalle. Auf mehrfache Nachfrage von Kleinaktionären betonte Gaso, das Vorhaben stehe in Einklang mit dem Klimaabkommen von Paris vom Dezember 2015. Laut Gaso hat die Förderung in Neptun Deep einen sehr geringen „CO₂-Fußabdruck“. Dieser belaufe sich auf ein Achtel des EU-weiten Durchschnitts und sei „40 Mal niedriger“ als der von Gas, das aus den USA nach Europa importiert wird.

Wie berichtet, begann die OMV am 18. Mai offiziell mit der Gasförderung im Feld Wittau etwa vier Kilometer östlich von Wien, das mit einem Volumen von rund 48 Milliarden kWh als „größter Gasfund der letzten 40 Jahre in Österreich“ gilt. Gaso zufolge ist die Förderung dort ab einem Großhandelspreis von 28 Euro/MWh rentabel. Die bisherigen Investitionen in das Feld bezifferte er mit 150 Millionen Euro. Sie umfassten zwei Produktionsbohrungen sowie den Bau einer zwölf Kilometer langen Pipeline zur Gasverdichterstation Aderklaa nördlich von Wien, wo die Einspeisung in das öffentliche Netz erfolgt. Laut Gaso wird überlegt, weitere rund 350 Millionen Euro in den „Vollausbau“ von Wittau zu investieren. Damit ließe sich die Gasförderung in Österreich auf etwa 7 Milliarden kWh pro Jahr verdoppeln. Mit der nun begonnenen Produktion stieg sie um etwa 50 Prozent. Der Jahresbedarf des Landes liegt bei knapp 80 Milliarden kWh.

Gasbezugsquellen erheblich diversifiziert

Gaso warnte indessen vor übertriebenen Erwartungen. Bevor die OMV sich entscheide, in Wittau weiter zu investieren, „müssen wir uns die Performance der derzeitigen Produktion anschauen. Wir brauchen Produktionsdaten, um die Lagerstätte wirklich zu verstehen und zu wissen, welche Aufbereitungsanlagen wir benötigen“. Außerdem müsse das „regulatorische Umfeld“ stimmen. Gemeint ist damit nicht zuletzt die Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes, die aufgrund von EU-Vorgaben bis August beschlossen werden sollte. Bis dato liegt aber noch nicht einmal ein Entwurf vor.

Generaldirektor Stern ergänzte, die OMV habe seit dem Angriff Russlands auf die Ukraine am 24. Februar 2022 ihre Gasbezugsquellen maßgeblich diversifiziert. Seit der Kündigung des bis 2040 laufenden Take-or-Pay-Vertrags mit Gazprom Export am 11. Dezember 2024 beziehe sie kein Gas mehr aus Russland: „Erstmals seit 1968 sind wir nicht mehr von russischen Lieferungen abhängig.“ Die OMV sei in der Lage, ihre Kunden zuverlässig zu versorgen, insbesondere mit Gas aus Norwegen und Österreich sowie mit LNG.

Warnend fügte Stern hinzu, die Situation auf dem weltweiten Gasmarkt dürfe keinesfalls unterschätzt werden: „Die Speicherstände werden uns in den kommenden Monaten beschäftigen.“ Nach Angaben der für die übergeordnete Steuerung des österreichischen Gasnetzes zuständigen Austrian Gas Grid Management AG waren die Gasspeicher des Landes per 27. Mai zu etwa 44,6 Prozent befüllt. Sie enthielten rund 45 Milliarden kWh, von denen 20 Milliarden auf die staatliche strategische Gasreserve entfielen.

Ausdrücklich wies Stern auf die Auswirkungen des Kriegs um den Iran auf die Gasversorgung hin. Durch die Straße von Hormus am Ausgang des Persischen Golfs würden zu Friedenszeiten etwa 20 Prozent des weltweiten Aufkommens an LNG auf den Markt gebracht: „Diese Menge kann man einfach nicht ersetzen.“

In einer emotionalen Stellungnahme verabschiedete sich Stern von den Aktionären. Die Gasversorgung Österreichs sicherzustellen, sei eine der stärksten Triebfedern seines Handelns gewesen. Seine Nachfolgerin zum 1. September wird Emma Delaney (wir berichteten). // VON KLAUS FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Sefe kündigt Wechsel im Finanzressort an



Quelle: Shutterstock / Andrii Yalansky

PERSONALIE. Sefe trennt sich von Finanzchef Christian Ohlms. Sein Vertrag wird nicht verlängert, die Nachfolge steht bereits fest – wird aber noch nicht kommuniziert.

Die Sefe Securing Energy for Europe GmbH (Sefe) bekommt im Herbst 2026 einen neuen Finanzvorstand. CFO Christian Ohlms verlässt das bundeseigene Unternehmen zum 30. September 2026. Sein Vertrag wurde nicht verlängert. Die Nachfolge sei bereits entschieden, werde aber erst später bekanntgegeben, heißt es in einer Mitteilung des Unternehmens.

Ohlms habe die Stabilisierung und Transformation des Unternehmens mitgeprägt, würdigt Sefe darin die Verdienste des Managers. Unter seiner Mitwirkung seien staatliche Kredite vollständig zurückgeführt und die Refinanzierung über den Kapitalmarkt umgesetzt worden. Zudem habe man EU-Auflagen erfüllt und die finanzielle Basis des Unternehmens gestärkt: „Dr. Christian Ohlms hat in einer anspruchsvollen Phase einen Beitrag zur Stabilisierung, Professionalisierung und strategischen Weiterentwicklung von SEFE geleistet“, lässt sich Aufsichtsratschef Reinhard Gorenflos zitieren.

Sefe ging aus der früheren Gazprom Germania hervor, einer deutschen Tochter des russischen Staatskonzerns Gazprom. Nach Beginn des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine wurde das Unternehmen 2022 zunächst unter Treuhandverwaltung der Bundesnetzagentur gestellt und später vom Bund verstaatlicht, um die Versorgungssicherheit in Deutschland zu gewährleisten.

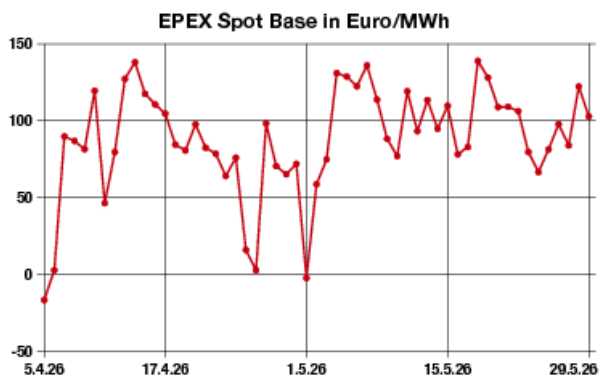
Das Unternehmen firmiert seit Juni 2022 als Sefe und beliefert heute nach eigenen Angaben mehr als 50.000 Kunden mit Gas und Strom. Weltweit beschäftigt Sefe mehr als 2.000 Mitarbeitende.

// VON KATIA MEYER-TIEN

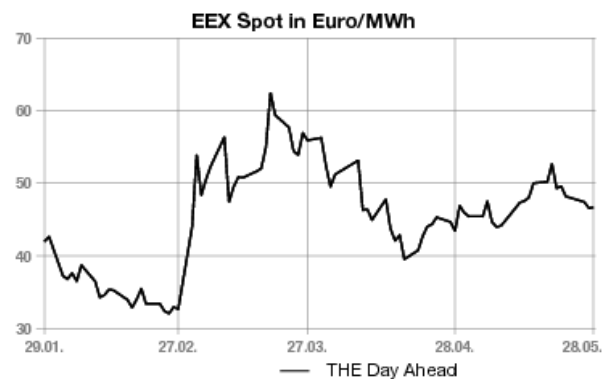
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Neue Nahost-Angriffe stützen Gaspreise



Quelle: E&M

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

Fester haben sich die Energiemärkte am Donnerstag gezeigt, was wieder einmal in erster Linie auf das Kriegsgeschehen im Nahen Osten zurückzuführen ist.

Strom: Fester hat der deutsche Strommarkt am Donnerstag notiert, der damit den Vorgaben von CO₂ und den Primärenergieträgern folgte. Der Day-ahead allerdings fiel in der Grundlast um 19,50 auf 103,00 Euro je Megawattstunde, die Spitzenlast sank um 4,25 auf 56,75 Euro. An der Börse kostete der Base 102,88 Euro, der Peak 56,59 Euro. Börslich notierten die Stunden zwischen 11 und 13 Uhr geringfügig im negativen Bereich. Ursächlich für den moderaten Preisrückgang von Donnerstag auf Freitag ist die niedrigere Last. Laut *MBI Research* sollen für den Freitag nur 51,5 Gigawatt abgerufen werden, während für den Berichtstag noch 52,3 Gigawatt anfallen dürften. Die Erneuerbaren-Einspeiseleistung dagegen dürfte sich kaum verändern. Sie soll laut den Angaben von Eurowind auf 24,6 Gigawatt am Freitag von 24,4 Gigawatt am Berichtstag steigen. Am Samstag sollen 25,5 Gigawatt zusammenkommen, dann könnte es angesichts der geringeren Last in höherem Umfang zu negativen Preisen kommen. Am langen Ende legte das Strom-Frontjahr um 1,45 auf 94,09 Euro zu.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Donnerstag etwas zugelegt. Der Dec 26 gewann bis gegen 13.48 Uhr um 0,18 auf 78,90 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 9,8 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 79,39 Euro, das Tief bei 78,37 Euro. Marktbeobachter bringen die Zugewinne mit den Aussichten auf einen heißen Juni in Verbindung. In der Tat haben manche Wetterdienste ihre Temperaturprognosen für Europa angehoben. Laut dem US-Wettermodell sollen die Temperaturen jedoch nur relativ moderat oberhalb des Saisondurchschnitts liegen. Allerdings dürfte ein bedeckter Himmel und ein recht schwaches Windaufkommen die Stromproduktion aus fossilen Quellen in den ersten Junitagen unterstützen, was für eine höhere Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten sorgen sollte.

Erdgas: Deutlich fester haben die Erdgaspreise am Donnerstag notiert. Am TTF gewann der Frontmonat Juni bis gegen 13.31 Uhr 2,400 auf 48,600 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE bewegte sich der Day-ahead um 1,620 nach 48,250 Euro je Megawattstunde nach oben. Damit folgte Gas einmal mehr Öl, das nach neuen Gefechten an der Straße von Hormus ebenfalls anzog. Marktteilnehmer verweisen zudem auf die niedrigen Speicherstände der europäischen Erdgasspeicher. Auf EU-Ebene liegen diese aktuell bei 38,8 Prozent, das sind 8 Prozentpunkte weniger als vor einem Jahr. Marktbeobachter warnen in diesem

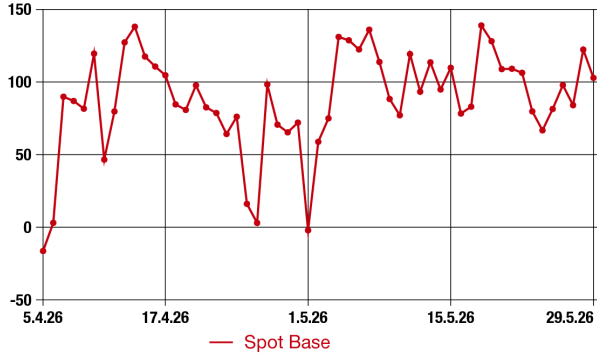
Zusammenhang vor einer längeren Blockade der Straße von Hormus. Je länger die Meerenge geschlossen bleibe, umso stärker erhöhe sich das Risiko für sehr stark steigende Preise. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

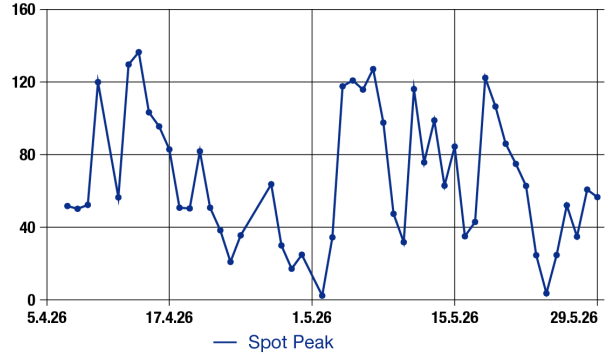
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

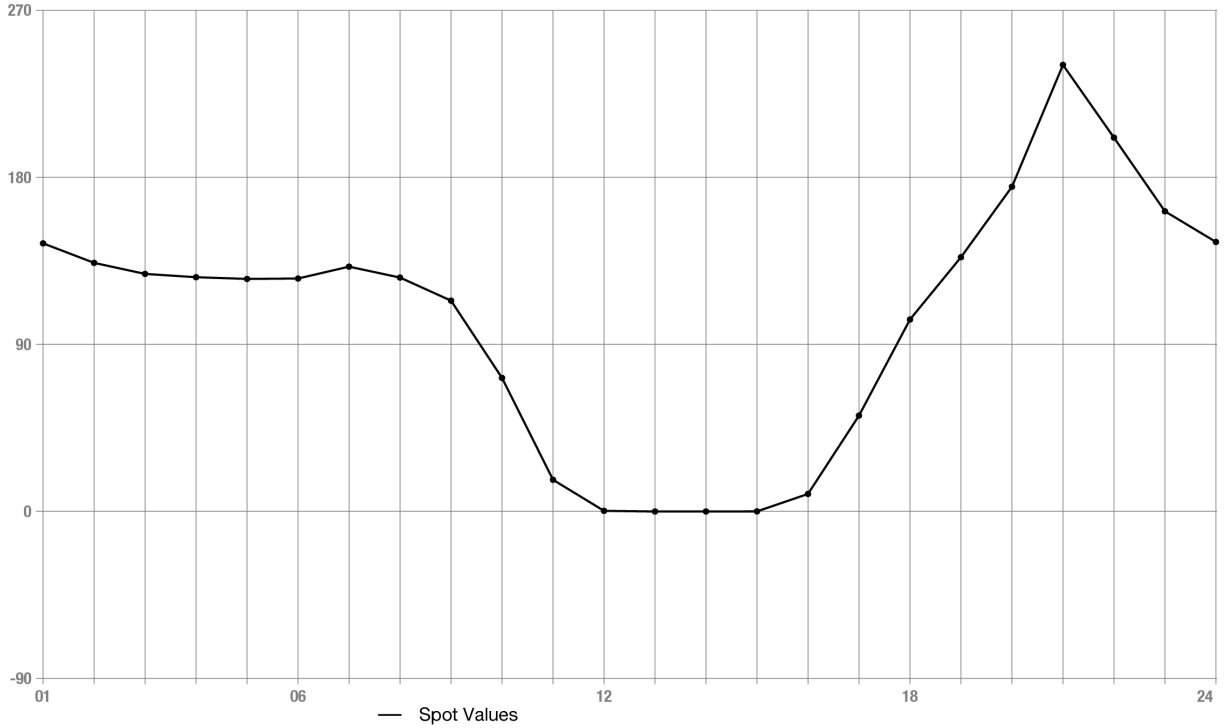
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

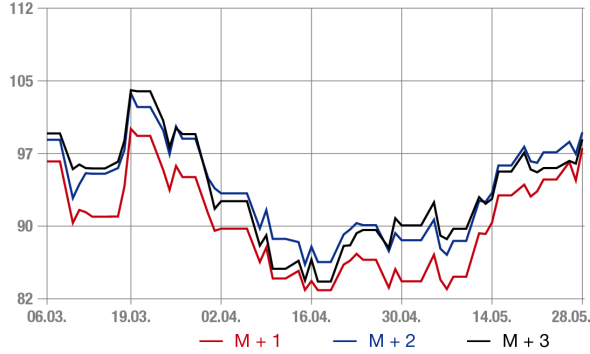
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

| | Handelstag | Kontrakt | Preis |
|----|------------|-----------------------|--------|
| M1 | 28.05.26 | German Power Jun-2026 | 98,03 |
| M2 | 28.05.26 | German Power Jul-2026 | 99,67 |
| M3 | 28.05.26 | German Power Aug-2026 | 98,95 |
| Q1 | 28.05.26 | German Power Q3-2026 | 102,33 |
| Q2 | 28.05.26 | German Power Q4-2026 | 116,65 |
| Q3 | 28.05.26 | German Power Q1-2027 | 112,08 |
| Y1 | 28.05.26 | German Power Cal-2027 | 93,45 |
| Y2 | 28.05.26 | German Power Cal-2028 | 80,60 |
| Y3 | 28.05.26 | German Power Cal-2029 | 74,51 |

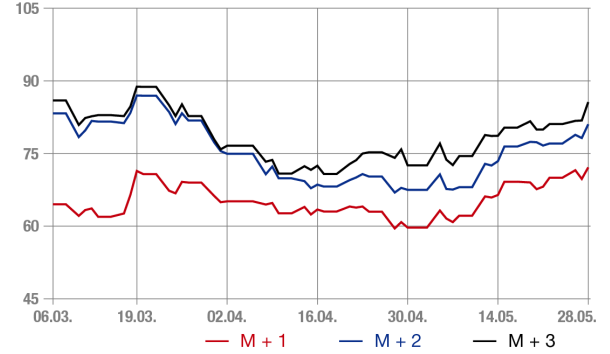
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

| | Handelstag | Kontrakt | Preis |
|----|------------|-----------------------|--------|
| M1 | 28.05.26 | German Power Jun-2026 | 72,12 |
| M2 | 28.05.26 | German Power Jul-2026 | 81,03 |
| M3 | 28.05.26 | German Power Aug-2026 | 85,61 |
| Q1 | 28.05.26 | German Power Q3-2026 | 92,22 |
| Q2 | 28.05.26 | German Power Q4-2026 | 142,89 |
| Q3 | 28.05.26 | German Power Q1-2027 | 132,17 |
| Y1 | 28.05.26 | German Power Cal-2027 | 98,49 |
| Y2 | 28.05.26 | German Power Cal-2028 | 86,37 |
| Y3 | 28.05.26 | German Power Cal-2029 | 80,44 |

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



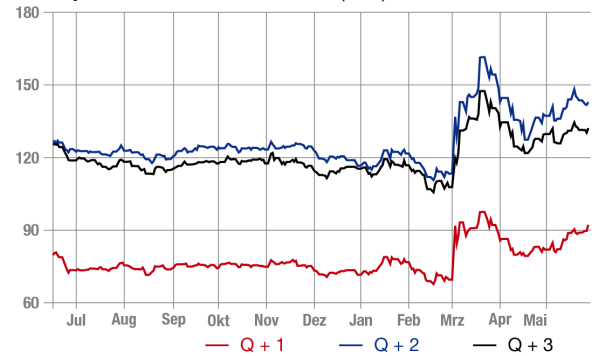
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



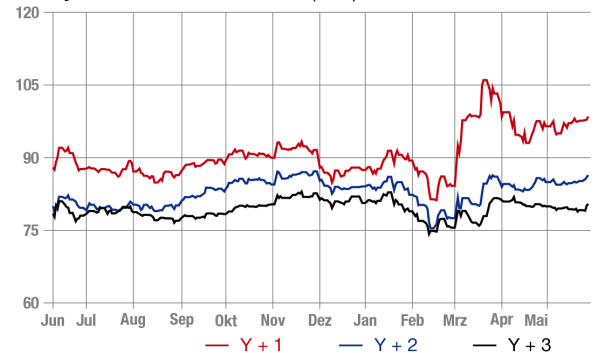
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



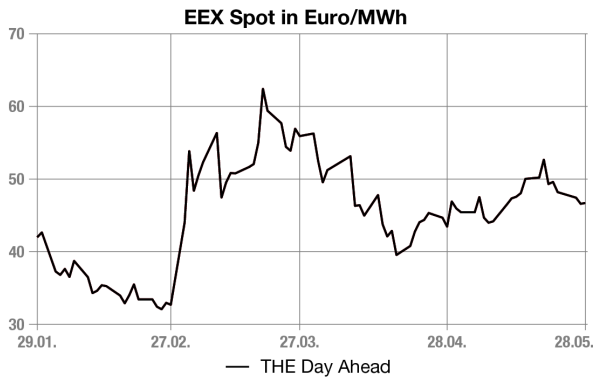
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



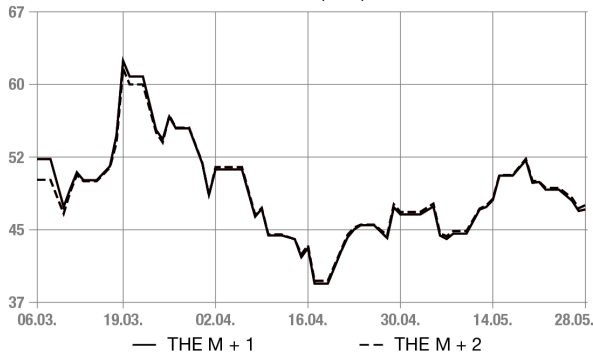
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

| | Handelstag | Kontrakt | Preis |
|----|------------|-------------------------|-------|
| M1 | 28.05.26 | German THE Gas Jun-2026 | 47,10 |
| M2 | 28.05.26 | German THE Gas Jul-2026 | 47,54 |
| Q1 | 28.05.26 | German THE Gas Q3-2026 | 47,67 |
| Q2 | 28.05.26 | German THE Gas Q4-2026 | 47,71 |
| S1 | 28.05.26 | German THE Gas Win-2026 | 46,99 |
| S2 | 28.05.26 | German THE Gas Sum-2027 | 35,79 |
| Y1 | 28.05.26 | German THE Gas Cal 2027 | 38,48 |
| Y2 | 28.05.26 | German THE Gas Cal 2028 | 29,89 |



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



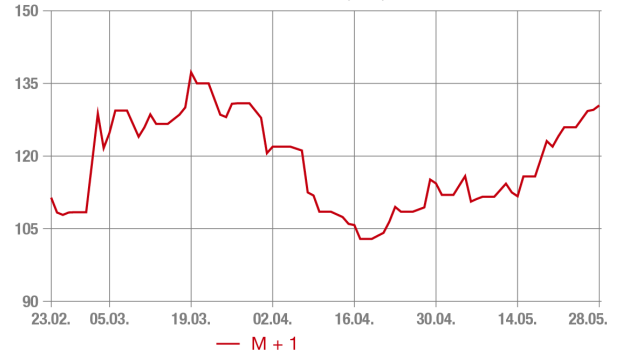
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

| Kontrakt | Handelstag | akt. Kurs | Einheit |
|---------------------|------------|-----------|-----------|
| Germany Spot base | 28.05.26 | 102,88 | EUR/MWh |
| Germany Spot peak | 28.05.26 | 56,59 | EUR/MWh |
| EUA Juni | 28.05.26 | 79,12 | EUR/tonne |
| Coal API2 Juni 2026 | 28.05.26 | 130,45 | USD/tonne |

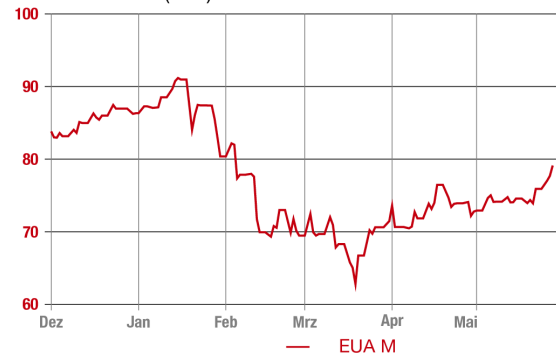
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

| Kontrakt | Handelstag | akt. Kurs | Einheit |
|--------------------------|------------|-----------|-----------|
| German THE Gas Day Ahead | 28.05.26 | 46,71 | EUR/MWh |
| German THE Gas Jun-2026 | 28.05.26 | 47,10 | EUR/MWh |
| German THE Gas Cal 2027 | 28.05.26 | 38,48 | EUR/MWh |
| Crude Oil Brent Jul-2026 | 28.05.26 | 93,71 | USD/tonne |

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Pflegefachfrau für unsere gastroenterologische Station w|m|d

Die SRH ist ein Stiftungsunternehmen mit Angeboten in den Bereichen Bildung und Gesundheit. Die m...
in Suhl

vor 2 h

Ausbildung Kinderbetreuung / Sabbatical



Exam. Altenpfleger / Fachkraft Pflege für die gastroenterologische Station w|m|d

Die SRH ist ein Stiftungsunternehmen mit Angeboten in den Bereichen Bildung und Gesundheit. Die m...
in Suhl

vor 2 h

Ausbildung Kinderbetreuung / Sabbatical



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

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

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit



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

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

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit



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

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

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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!

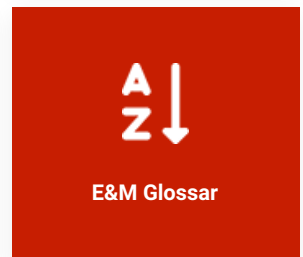
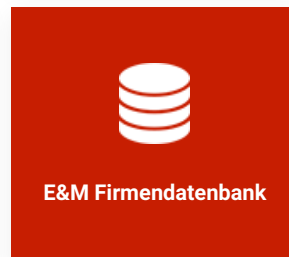
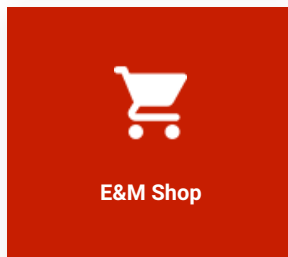
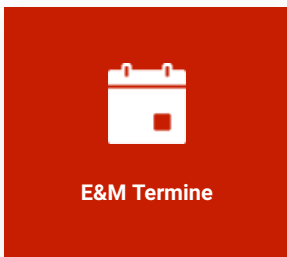
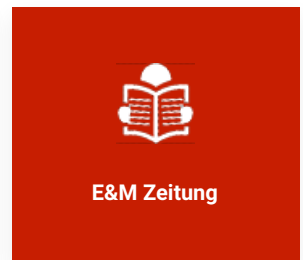
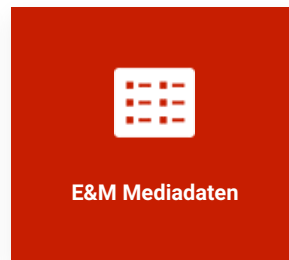
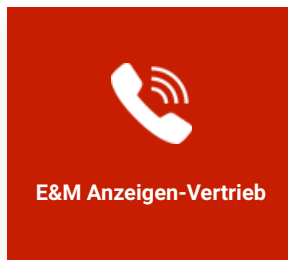
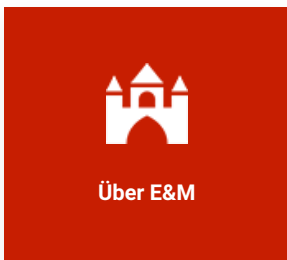
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

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:

