

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

STROM

↑

74,96 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

↓

32,31 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

6.493

Megawatt hat die Bundesnetzagentur als Gesamtkapazitätsbedarf für die Netzreserve im Winter 2025/26 bestätigt.

WASSERSTOFF

Stuttgart baut seinen ersten Wasserstoff-Hub

STROMNETZ

Dena erprobte Energy Sharing in Wunsiedel

PHOTOVOLTAIK

Trianel nimmt größten Solarpark in Betrieb

Inhalt

TOP-THEMA

→ **BILANZ:** Einmaleffekte lassen Mainovas Gewinn in die Höhe schnellen

POLITIK & RECHT

- **POLITIK:** Energieakteure warnen vor Teilung der Stromgebotszone
- **POLITIK:** Branche warnt vor starren Gas-Füllstandsvorgaben
- **REGULIERUNG:** Bundesnetzagentur bestätigt den Netzreservebedarf im Strombereich
- **STROMNETZ:** Faeser fordert mehr Schutz für kritische Infrastruktur

HANDEL & MARKT

- **WASSERSTOFF:** Stuttgart baut seinen ersten Wasserstoff-Hub
- **STUDIEN:** Stromkunden scheuen den Anbieterwechsel
- **STATISTIK DES TAGES:** Länder weltweit nach installierter Leistung von Onshore-Windenergie

TECHNIK

- **STROMNETZ:** Dena erprobte Energy Sharing in Wunsiedel
- **IT:** Neue IT-Plattform zur Netzüberwachung
- **SPEICHER:** Großspeicher mit Elektroautobatterien entsteht in Grevesmühlen

UNTERNEHMEN

- **PHOTOVOLTAIK:** Trianel nimmt größten Solarpark in Betrieb

- **PHOTOVOLTAIK:** Stadtwerke Haltern treiben Parkplatz-PV in NRW voran
 - **BILANZ:** Vattenfall mit Rückgang bei Umsatz und Ergebnis
 - **UNTERNEHMEN:** Bnewable startet Geschäftsbetrieb in Deutschland
 - **PERSONALIE:** Regionalversorger aus Bayern setzt Doppelspitze vor die Tür
 - **PERSONALIE:** N-Ergie geht mit Maik Render ins neue Jahrzehnt
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Handel noch im Urlaubsmodus
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Einmaleffekte lassen Mainovas Gewinn in die Höhe schnellen



Michael Maxelon, Vorstandsvorsitzender der Mainova AG. Quelle: E&M / Volker Stephan

BILANZ. Gutes Ergebnis ohne Aussicht auf kurzfristige Wiederholung: Die Mainova AG hat 2024 durch Einzelerlöse den bereinigten Gewinn um fast die Hälfte auf 216,4 Millionen Euro gesteigert.

Unzufrieden mit dem Kerngeschäft, glücklich über den Beitrag aus Beteiligungen und Verkäufen: Die Mainova AG hat ein herausforderndes Jahr 2024 unter dem Strich hervorragend zu Ende gebracht. 216,4 Millionen Euro lautet die Bilanz. Das ist ein Plus von 68,2 Millionen Euro (46 Prozent) gegenüber dem Vorjahr. Der bereinigte Umsatz betrug rund 4,5 Milliarden Euro.

Der Vorstandsvorsitzende des mehrheitlich kommunalen Energieunternehmens, Michael Maxelon, erklärte den Gewinnsprung auch mit dem guten Ertrag aus diversen Beteiligungen. Bei der Bilanzpressekonferenz am 29. April verwies er etwa auf die Thüga, die selbst rund ein Viertel an den Frankfurtern hält. Beteiligungen spülten insgesamt 117,8 Millionen Euro in die Kasse. Dies sind 47 Millionen Euro mehr als 2023.

Nicht zuletzt machte sich der Verkauf der Anteilsmehrheit (50,1 Prozent) an der Rechenzentrumstochter „Mainova WebHouse GmbH“ bezahlt. Auch das – nicht näher bezifferte – Geld der US-amerikanischen Investmentgesellschaft Black Rock trug dazu bei, im Bereich „Sonstige Aktivitäten/Konsolidierung“ nach einem Minus von 30 Millionen Euro nun bei Einnahmen von 53,1 Millionen Euro gelandet zu sein.

Sinkende Preise verhageln das Kerngeschäft

Michael Maxelon ließ keinen Zweifel daran, dass es sich bei der 2024er-Bilanz um ein einmaliges Ergebnis handelt. Die „Vielzahl positiver Einmaleffekte“ lasse sich vorerst nicht wiederholen. 2025 werde das bereinigte Ergebnis zwar ebenfalls gut ausfallen, aber nicht annähernd den aktuellen Wert erreichen. Zu Erwartungen an die neue Bundesregierung wollte er keine Stellung beziehen.

Die Kerngeschäfte mit Strom und Gas ließen 2024 arg zu wünschen übrig. Oder mit den Worten Maxelons: „Rückläufige Preise auf den Märkten sind schlecht, wenn wir zuvor Energie teuer einkaufen mussten.“ Laut dem Vorstandschef war vor allem der Bereich Erzeugung und Fernwärme „nicht zufriedenstellend“, 4,6 Millionen Euro blieben hier übrig, 44,2 Millionen Euro weniger als 2023. Für 2025 müssten sich die Fernwärmekunden nach zwei Jahren der Preissenkungen wieder auf höhere Tarife einstellen, so Maxelon.

Fallende Preise und ausbleibende Zahlungen aufgrund von Insolvenzen verpassten auch dem Stromvertrieb einen Dämpfer. Hier standen 30,9 Millionen und ein Minus von 8,4 Millionen Euro zu Buche. Beim Gas hatte die Mainova 2023 nur 2 Millionen Euro verdient. In 2024 gab es einen leichten Anstieg auf 5,8 Millionen Euro. Dass es nicht mehr war, lag nach Darstellung der Hessen an der Witterung und wiederum starken Preisrückgängen. Das Netzgeschäft immerhin gestaltete sich positiv.

Rückgänge verkraften musste der Konzern ferner im Bereich „Erneuerbare Energien/Energiedienstleistungen“, niedrigere Strompreise drückten die Bilanz des Biomassekraftwerks Fechenheim und der Windkraftanlagen. Hier rutschte das Ergebnis ins Minus (3 Millionen Euro), das sind noch einmal 11,8 Millionen Euro weniger als im Vorjahr.

Bis Ende 2029 sind 2,5 Milliarden Euro für Investitionen geplant

Die Bilanz für 2024 bestärkt die Frankfurter in ihrem Energiewende-Kurs. Die realen Investitionen stiegen auf 510,9 Millionen Euro an (plus 23,1 Millionen Euro). Bis Ende 2029 will die Mainova weitere 2,5 Milliarden Euro in die Hand nehmen, also jährlich etwa so viel wie im vergangenen Jahr. 2025 allerdings überspringen die Hessen sogar die Grenze von 600 Millionen Euro.

Über die fünf Jahre gesehen sind 700 Millionen Euro für den Kohle-Ersatz zum Beispiel bei der Fernwärme-Erzeugung vorgesehen. 800 Millionen Euro steckt das Unternehmen in die Stromnetze, 550 Millionen Euro in den Ausbau von Wind- und Solarkraft. Die Menge des produzierten Grünstroms soll so auf 1,5 Milliarden kWh anwachsen, das wäre ungefähr eine Vervierfachung. Für die großen Ausgaben hatte die Mainova sich vorsorglich mit frischem Geld eingedeckt und sich von den Gesellschaftern im vergangenen Jahr eine Kapitalerhöhung von 400 Millionen Euro genehmigen lassen (wir berichteten).

In den unterschiedlichen Unternehmensbereichen arbeiten inzwischen 3.347 Menschen, das sind 130 mehr als Ende 2023. Und die Mainova bildet in großem Stil aus: 200 Auszubildende und Dual-Studierende. Damit will das Unternehmen einem großen Schwund vorbeugen: In den Ruhestand tritt bis 2035 etwa ein Viertel der aktuell Beschäftigten. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / ChaotiC Photography

Energieakteure warnen vor Teilung der Stromgebotszone

POLITIK. Energieverbände haben die Bundesregierung aufgefordert, die einheitliche deutsche Stromgebotszone zu erhalten. Sie reagieren damit auf eine Empfehlung der Europäischen Netzbetreiber.

Der Verband der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (Entso-E) hat am 28. April 2025 seinen aktuellen „Bidding Zone Study Report“ veröffentlicht (wir berichteten). Darin schlägt der Verband die Aufteilung der deutsch-luxemburgischen Stromgebotszone in fünf kleinere Zonen vor. Der Bericht legt sich zwar noch nicht abschließend auf ein Modell fest, die Bundesregierung ist jedoch verpflichtet, innerhalb von sechs Monaten Position zu beziehen.

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber – 50 Hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW – äußern Bedenken gegen die Empfehlung der europäischen Kollegen. Die Datengrundlage des Berichts sei veraltet, die Analysezeiträume uneinheitlich und die erwarteten Wohlfahrtsgewinne nicht belastbar genug für eine grundlegende Entscheidung über die Struktur der Stromgebotszonen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE), die Deutsche Industrie- und Handelskammer (DIHK) und die Energy Traders (EFET) Deutschland kritisieren diesen Vorschlag. Laut BEE-Präsidentin Simone Peter birgt die Aufteilung erhebliche Risiken für die Strompreise, die Investitionssicherheit sowie den Ausbau von erneuerbaren Energien und Flexibilitäten. Zwar würden laut Entso-E-Modellierungen im Jahr 2025 Wohlfahrtsgewinne von rund 339 Millionen Euro erwartet, dies entspreche jedoch weniger als einem Prozent der Systemkosten. Peter sieht darin keinen ausreichenden Nutzen.

Wichtige Kriterien fehlen im Entso-E-Bericht

Bereits im vergangenen Jahr hatte der BEE gemeinsam mit weiteren Energie- und Wirtschaftsverbänden einen Realitätscheck gefordert, der sämtliche wirtschaftlichen Auswirkungen eines Gebotszonensplits berücksichtigen soll. Kritik äußert der Verband, insbesondere an der engen Auslegung der Bewertungsgrundlage durch Entso-E. In der Analyse seien nur Marktliquidität und Transaktionskosten untersucht worden. Weitere zentrale Faktoren wie Netzsicherheit, Markteffizienz, Stabilität, die Robustheit der Gebotszonen oder die Auswirkungen auf die Energiewende seien außen vor geblieben.

Peter betont, dass langfristige Preisstabilität essenziell für Investitionen und Risikomanagement sei – sowohl für die Industrie als auch für die Privathaushalte. Sie verweist auf den hochliquiden deutschen Terminmarkt, der in der Energiepreiskrise 2022 stabilisierend gewirkt habe. Die Trennung der deutsch-österreichischen Stromgebotszone im Jahr 2018 habe hingegen gezeigt, wie stark der Terminhandel durch kleinere Zonen beeinträchtigt werde. Österreich habe seither einen deutlichen Rückgang beim Handelsvolumen erlebt.

Investitionssicherheit erhalten

Aus Sicht des BEE würde eine weitere Zonenaufteilung zu stärker volatilen Preisen führen – speziell in Regionen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien bei gleichzeitig geringer Last. Dies könne zu häufigeren Zeitfenstern mit negativen Strompreisen führen, in denen Strom aus Erneuerbaren nicht vergütet wird. Dies gefährde die Wirtschaftlichkeit sowohl neuer als auch bestehender Anlagen und schrecke Investoren ab.

Auch Energy Traders Deutschland, der Verband der Energiehändler mit Sitz in Berlin, spricht sich gegen die Aufspaltung der Gebotszone aus. Der Vorstandsvorsitzende Bernhard Walter betont, eine stabile Zonenkonfiguration sei Voraussetzung für liquide Großhandelsmärkte. Nur so könnten Marktakteure Risiken kontrollieren und Strom effizient und kostengünstig handeln. Eine Aufteilung der Gebotszone würde diese Liquidität gefährden und grenzüberschreitenden Wettbewerb schwächen. Zudem warnt der Verband vor weitreichenden regulatorischen Folgen und zusätzlichen Kosten durch eine Neustrukturierung der Preiszonen.

Nachteile für die Industrie befürchtet

Achim Dercks, stellvertretender DIHK-Hauptgeschäftsführer, sieht in der Aufspaltung einen massiven Nachteil für die energieintensive Industrie. Eine kleinteilige Marktstruktur würde zu höheren Preisen, weniger Wettbewerb und zusätzlicher Bürokratie führen. Die Marktliquidität nähme ab, regionale Monopole könnten begünstigt werden. Dercks fordert die Bundesregierung auf, sich auf EU-Ebene weiter für den Erhalt der einheitlichen Zone einzusetzen. Nur ein starker Binnenmarkt mit grenzüberschreitender Infrastruktur schaffe stabile Rahmenbedingungen.

Simone Peter kritisiert in diesem Zusammenhang auch die Debatte über sogenannte „lokale Strompreise“, die von einigen Akteuren ins Spiel gebracht wurden. Stattdessen sollten regionale Signale über gezielte Marktmechanismen wie Energy Sharing, regionale Flexibilitätsmärkte oder direkte Einbindung über Verteilnetzbetreiber geschaffen werden. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Branche warnt vor starren Gas-Füllstandsvorgaben



Quelle: Fotolia / Tom-Hanisch

POLITIK. Zwei Energieverbände reagieren auf den Entwurf des Bundeswirtschaftsministeriums zur Gasspeicherverordnung und fordern mehr Flexibilität bei den Zielen und weniger Markteingriffe.

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) hat sich in einer aktuellen Stellungnahme zur geplanten Überarbeitung der Gasspeicherfüllstandsverordnung (GasSpFüllstV) durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) geäußert. Das Ministerium hatte den Verordnungsentwurf am 28. April 2025 zur Konsultation vorgelegt. Ziel der Neufassung ist eine Anpassung der bislang starren Speicherfüllstandsvorgaben.

Das BMWK nennt in seinem Entwurf für die Verordnung als Grund, dass sich die Gasversorgungssituation durch zahlreiche Maßnahmen deutlich stabilisiert habe. Verwiesen wird auf die Möglichkeiten zur Anlandung von Flüssiggas in Terminals an Nord- und Ostsee sowie die Erhöhung der Pipeline-Importe aus Norwegen.

Der VKU begrüßt das grundsätzliche Vorhaben, kritisiert aber die kurzfristige Vorgehensweise und spricht sich für weitergehende Änderungen aus. Laut dem Verband haben die bisherigen gesetzlichen Vorgaben zu Fehlanreizen im Markt geführt. Aufgrund der verpflichtenden Sommerbefüllung sei es zu einem Anstieg der Gaspreise in den Sommermonaten gekommen – eine für den Markt unübliche Entwicklung. Ein enger Austausch zwischen Politik und Branche solle die Ausgestaltung regulatorischer Vorgaben optimieren.

Füllstandsziele flexibel terminieren

Marktteilnehmer hätten durch die bisherige Regelung keine wirtschaftlichen Anreize zur Speicherbefüllung gehabt, was zu spekulativen Preisspitzen geführt habe, so der VKU. Diese Situation sei vor allem für kommunale Energieversorger problematisch, da die resultierenden Mehrkosten über die sogenannte Gasspeicherumlage auf Haushalte und Industrie umgelegt würden. Im Zusammenspiel mit steigenden CO₂-Kosten verteuere sich die Kilowattstunde Erdgas weiter.

Der VKU fordert daher, dass die künftig niedrigeren Füllstandsvorgaben nicht mehr zu einem festen Stichtag, sondern innerhalb eines flexiblen Zeitraums zwischen Oktober und Dezember erreicht werden sollen. So könne der Markt effizienter reagieren und die Versorgungssicherheit dennoch gewährleistet bleiben. Auch die im Entwurf vorgesehenen Zwischenziele lehnt der Verband ab. Diese sollten ersatzlos gestrichen werden – sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene.

Kritik kommt auch von der Initiative Energien Speichern (Ines). Geschäftsführer Sebastian Heineremann warnt vor negativen Effekten der geplanten Verordnung. „Der Schnellschuss des BMWK in Sachen Gasspeichergesetz könnte auch nach hinten losgehen“, warnte er. Der Verband der Speicherbetreiber fordert marktgerechte Regelungen, die Sicherheit und Kosteneffizienz gleichermaßen berücksichtigen.

Ines begrüßt daher die geplante Streichung des Zwischenziels zum 1. Oktober, da dies mehr Flexibilität ermögliche und die Gasbeschaffung kosteneffizienter gestalte. Gleichzeitig warnt der Verband jedoch vor der geplanten Erhöhung des Mindestfüllstands zum 1. Februar auf 40 Prozent. Dies könne zu einer Blockade von Gasmengen führen, die bis zum Ende der Heizperiode technisch nicht mehr verfügbar seien.

Genauere Prüfung der Zielvorgaben gefordert

Auch die generelle Absenkung der Füllstandsvorgaben zum 1. November sieht Ines kritisch. Eine zu geringe Befüllung der Speicher vor dem Winter könne die Versorgungssicherheit gefährden. Der Verband plädiert dafür, die Auswirkungen dieser Maßnahme vor einer endgültigen Entscheidung umfassend zu prüfen. Besonders kritisch sei die geplante Einführung anlagenscharfer Füllstandsvorgaben bis zum Ende der aktuellen Gesetzeslaufzeit im März 2027.

Diese Regelung greife tief in den Markt ein und könne zu Wettbewerbsverzerrungen führen. Ines fordert eine sorgfältige Analyse möglicher Folgen und spricht sich gegen diskriminierende Einzelvorgaben aus. Als alternative Lösung schlägt der Verband eine zeitliche Verschiebung des Füllstandsziels vom 1. November auf den 1. Dezember vor. Dies könnte aus Sicht von Ines eine europarechtlich tragfähige Alternative zu starren nationalen Vorgaben darstellen. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Bundesnetzagentur bestätigt den Netzreservebedarf im Strombereich



Gebäude der Bundesnetzagentur in Bonn.
Quelle: Bundesnetzagentur

REGULIERUNG. Die Bundesnetzagentur hat die erforderliche Netzreserve für das Winterhalbjahr 2025/2026 und das Winterhalbjahr 2027/2028 bestätigt. Sie sinkt um sieben Prozent dank des Netzausbaus.

Die Bundesnetzagentur hat den Gesamtbedarf an Netzreservekraftwerken von 6.493 MW für den Winter 2025/2026 bestätigt. Der Netzreservebedarf sinkt damit im Vergleich zum Jahr 2024/2025 um 7 Prozent. Ergänzend wird regelmäßig der Bedarf für einen weiter in der Zukunft liegenden Winter ermittelt. Für den betrachteten Winter 2027/2028 beträgt der Netzreservebedarf voraussichtlich 6.525 Megawatt.

„Die Netzreserve bleibt bis auf Weiteres wichtig, um den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes zu gewährleisten“, erläuterte Klaus Müller, Präsident der Bundesnetzagentur, und fügte hinzu: „Der Netzreservebedarf für den kommenden Winter liegt ungefähr auf dem Niveau des Vorjahres“.

Redispatchmenge um 30 Prozent geringer

Die Berechnungen für 2025/2026 ergeben, dass die prognostizierte Redispatchmenge im Betrachtungszeitraum mit 17 Milliarden kWh um rund 30 Prozent geringer ausfallen wird als in den letztjährigen Analysen mit rund 25 Milliarden kWh für 2024/2025. Ursächlich dafür sind neben methodischen Verbesserungen der Analysen insbesondere der Netzausbaufortschritt. Ein den Prognosen entsprechender Rückgang wird laut der Behörde dazu beitragen, dass die Kosten für Redispatchmaßnahmen sinken und damit Netznutzerinnen und Netznutzer finanziell entlastet werden.

Ein großer Anteil (5.149 MW) des Netzreservebedarfs für den Winter 2025/2026 werde von deutschen Netzreservekraftwerken gedeckt. Wie bereits in den vergangenen Jahren werden die verbleibenden 1.344 MW über ausländische Kraftwerke gedeckt. 2022 lag diese Deckung bei 1.424 MW, 2023 bei 1.334 MW und 2024 bei 1.467 MW.

Die Übertragungsnetzbetreiber werden Kraftwerksbetreiber im Ausland auffordern, bis Mitte Mai ihr Interesse an der Netzreserve anzumelden. Die Vertragsschlüsse der Übertragungsnetzbetreiber mit den ausländischen Kraftwerksbetreibern erfolgen in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur.

Die Vorhaltung einer Netzreserve dient dazu, Überlastungen im Übertragungsnetz zu verhindern, die aufgrund von Netzengpässen entstehen. Dazu wird bei einer drohenden Überlastung im Netz die Erzeugung örtlich vor einem Engpass reduziert und gleichzeitig die Erzeugung dahinter erhöht.

Auch ausländische Kraftwerkskapazitäten vertraglich gesichert

Dieser „Redispatch“ genannte Ausgleichsmechanismus wird zunächst mit am Markt agierenden Kraftwerken durchgeführt. In bestimmten Netzsituationen reichen diese Kraftwerke jedoch nicht zur Netzentlastung aus. In diesen Fällen werden zusätzlich Netzreservekraftwerke eingesetzt. Die inländische Netzreserve besteht aus zur Stilllegung angezeigten Kraftwerken, die systemrelevant sind und deshalb nicht stillgelegt werden dürfen. Diese Kraftwerke werden ausschließlich auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber und außerhalb des Strommarktes eingesetzt.

Die ausländische Netzreserve besteht aus speziell zu diesem Zweck vertraglich verpflichteten Kraftwerken. Die Kosten für die Vorhaltung der Kraftwerke und deren Abrufkosten sind Bestandteil der Gesamtdispatchkosten und werden über die Netzentgelte refinanziert.

Engpässe werden sukzessive durch den fortschreitenden Netzausbau abgebaut. Die Übertragungsnetzbetreiber hatten der Bundesnetzagentur am 14. März 2025 ihre diesjährige Systemanalyse und den daraus resultierenden Bedarf an Netzreserve zur Prüfung vorgelegt. Die Feststellung des Netzreservebedarfs bildet den Abschluss der Prüfung durch die Bundesnetzagentur.

Der [Bericht über die Netzreserve](#) steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Faeser fordert mehr Schutz für kritische Infrastruktur



Quelle: E&M / Jonas Rosenberger

STROMNETZ. Ein massiver Stromausfall sorgte für Chaos auf der Iberischen Halbinsel. Laut Bundesinnenministerin Faeser muss auch Deutschland daraus Schlüsse ziehen.

Angesichts der jüngsten Stromausfälle in Spanien und Portugal hat Bundesinnenministerin Nancy Faeser (SPD) auch in Deutschland mehr Schutz für kritische Infrastruktur gefordert. „Die Stromausfälle in Spanien und Portugal hatten ein Ausmaß, wie wir es in Europa wahrscheinlich noch nicht erlebt haben“, sagte Faeser dem *Redaktionsnetzwerk Deutschland*.

Es habe zwar keine Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in Deutschland gegeben. „Trotzdem gilt es, alle Erkenntnisse aus derartigen Ereignissen zu nutzen, um auch in Deutschland weiter für ein Höchstmaß an Sicherheit kritischer Infrastrukturen wie der Energieversorgung zu sorgen“, sagte Faeser.

„Die Regelungen zum Schutz kritischer Infrastrukturen sollten schnellstmöglich neu in den Bundestag eingebracht und beschlossen werden - auch um verbindliches EU-Recht umzusetzen.“ Faeser hatte im vorigen Jahr dem Kabinett einen Gesetzesentwurf vorgelegt, der wegen des Ampel-Aus aber nicht mehr vom Bundestag verabschiedet wurde. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Spatenstich für das neue Wasserstoffzentrum im Stuttgarter Hafen. Quelle: Stadtwerke Stuttgart

Stuttgart baut seinen ersten Wasserstoff-Hub

WASSERSTOFF. Die Stadtwerke Stuttgart haben im Hafengebiet der Landeshauptstadt mit dem Bau eines Wasserstoffzentrums begonnen. Am 28. April fand der symbolische Spatenstich statt.

Ende August vergangenen Jahres hatten die Aufsichtsratsmitglieder der Stadtwerke Stuttgart das Vorhaben mit dem Namen „GH2S“ abgenickt (wir berichteten). Das Akronym steht für Green Hydrogen Hub Stuttgart. Rund acht Monate später, am 28. April, nahm der Kommunalversorger symbolisch den Bau des Vorhabens in Angriff. Vier Elektrolyseure mit einer installierten Gesamtleistung von 10 MW sollen am Standort Am Mittelkai 25 im Stuttgarter Hafen ab voraussichtlich Ende kommenden Jahres 1.000 Tonnen Wasserstoff jährlich erzeugen. Wie die Stadtwerke mitteilen, handle es sich um „die erste größere Anlage zur Erzeugung von grünem Wasserstoff in der Region“.

Das Bauvorhaben umfasst drei Komponenten: neben der Erzeugung und Logistik über den GH2S bezieht es auch die Verteilung über die geplante Wasserstoff-Pipeline „H2 GeNeSiS“ sowie mit „HydroPulse Stuttgart“ die Anwendungsmöglichkeiten mit ein. Letzteres ist ein Teilprojekt, das die Nutzung des grünen Wasserstoffs in Mobilität, Industrie und Energieversorgung vorsieht. Die Investitionskosten belaufen sich insgesamt auf rund 50 Millionen Euro. Davon stemmen über Fördermittel in Höhe von etwa 16,6 Millionen Euro die Europäische Union, das Land Baden-Württemberg und der Verband Region Stuttgart.

Grüner Wasserstoff aus überschüssiger grüner Energie

Strom aus Wind- und Solarkraft, der nicht unmittelbar verbraucht werden kann, soll künftig für die Herstellung des grünen Wasserstoffs, für den die Stadtwerke Stuttgart vor allem die Industrie sowie die Betreiber von Brennstoffzellenbussen, -lastkraftwagen und -schiffen als Abnehmer im Auge haben, genutzt werden. Laut der Stadt Stuttgart entspricht die geplante Jahresproduktion (1.000 Tonnen Wasserstoff) einer jährlichen Substitution von 4 Millionen Litern Diesel und einer Einsparung von rund 15.000 Tonnen CO₂. Der Vertrieb des Wasserstoffs soll sowohl über Trailer als auch über die neue zehn Kilometer lange Wasserstoff-Pipeline erfolgen, teilt der Versorger mit.



Beim Spatenstich (von links): Martin Rau (Stadtwerke Stuttgart), Rainer Wieland (Verband Region Stuttgart), Frank Nopper (OB der Stadt Stuttgart), Thekla Walker (Ministerin für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg), Peter Drausnigg und Daniel Lust (beide Stadtwerke Stuttgart)

Quelle: Stadtwerke Stuttgart

Zur Genesis-Leitung: Diese soll entlang des Neckars zwischen dem Stuttgarter Hafen und der Nachbarstadt Esslingen im Osten Stuttgarts verlaufen (wir berichteten). Die Nutzer des Wasserstoffs, wie etwa Tankstellen, sollen entlang der Pipeline angesiedelt sein. Auch Wohnquartiere und industriennahe Unternehmen sollen an die Pipeline angebunden werden, heißt es aus Stuttgart.

Test für die wirtschaftliche Umsetzung

Baden-Württembergs Umweltministerin Thekla Walker (Grüne) unterstrich die Rolle des Wasserstoffs als Schlüsselement für die Energiewende und die sichere Energieversorgung. Der GH2S zeige, dass Baden-Württemberg beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft vorne mitwirken wolle. Rainer Wieland (CDU) hob hervor, dass Projekte wie GH2S die wirtschaftliche Umsetzung in der Praxis testen und die Akzeptanz neuer Energieträger in der Bevölkerung fördern sollen.

Das Projekt GH2S ist Teil des Gemeinschaftsvorhabens H2 Genesis. An diesem sind neben den Stadtwerken Stuttgart auch die Wirtschaftsförderung Region Stuttgart (WRS) beteiligt, außerdem die Stadtwerke Esslingen am Neckar, das „Steinbeis-Innovationszentrum Energieeffiziente und emissionsfreie Technologien“ (SIEET) sowie das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).



Die Pipeline (blau) realisieren die Stadtwerke Stuttgart zusammen mit Partnern (zum Vergrößern bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: Stadtwerke Stuttgart

// VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Stromkunden scheuen den Anbieterwechsel



Quelle: Shutterstock

STUDIEN. Trotz hoher Strompreise wechselt ein Großteil der deutschen Haushalte nicht den Anbieter – aus Unsicherheit, Unwissen oder falscher Einschätzung. Dies zeigt eine aktuelle Umfrage.

Die Haltung von Verbrauchern zum Stromanbieterwechsel war Gegenstand einer Umfrage des Meinungsforschungsinstituts „YouGov“ im Auftrag des Wechselservices Wechselpilot. Die Umfrage fand im April dieses Jahres unter 2.058 volljährigen Personen in Deutschland statt. Die Ergebnisse wurden nach Alter, Geschlecht und Region gewichtet und gelten laut dem Institut als repräsentativ für die Wohnbevölkerung ab 18 Jahren.

Obwohl Strom in Deutschland im europaweiten Vergleich am teuersten ist, scheuen viele Menschen hierzulande den Stromanbieterwechsel – aus Bequemlichkeit, Unsicherheit oder mangels Informationen.

Zu den Zahlen: 61 Prozent der Befragten gaben laut Yougov an, mit ihrem aktuellen Stromvertrag zufrieden zu sein. Zugleich nannten 80 Prozent den Preis als das wichtigste Kriterium bei der Wahl ihres Stromtarifes. Diese Diskrepanz legt nahe, dass viele Verbraucher ihre Zufriedenheit nicht auf tatsächlichen Preisvergleichen gründen, sondern auf subjektiver Einschätzung. Dabei glauben 25 Prozent, ein Wechsel bringe weniger als 100 Euro Ersparnis im Jahr. Fast 40 Prozent gaben an, erst ab 200 Euro Einsparung überhaupt über einen Anbieterwechsel nachzudenken

Die geringe Wechselbereitschaft lasse sich den Umfrageergebnissen zufolge nicht allein mit Zufriedenheit erklären, wie Yougov anführt. Mentale Hürden würden stattdessen dominieren: Mehr als 60 Prozent der Befragten, die noch nie gewechselt haben, führten allgemeine Zufriedenheit als Hauptgrund an. Doch auch Unsicherheit spiele eine große Rolle. Rund 13 Prozent fühlten sich vom Tarifangebot überfordert, zwölf Prozent empfinden den Wechselprozess als zu kompliziert. Zehn Prozent äußern sogar Angst, beim Anbieterwechsel kurzzeitig ohne Stromversorgung zu sein

Neue Regelungen zum Versorgerwechsel ab Juni in Kraft

Besonders betroffen von diesen Wechselbarrieren ist laut Yougov die Altersgruppe der 18- bis 24-Jährigen: Über 40 Prozent kennen ihren Stromanbieter nicht. Das ist ein Vielfaches des Durchschnitts von zwölf Prozent in der Gesamtbevölkerung. Auch die Gründe für einen unterlassenen Wechsel konnten viele junge Erwachsene nicht benennen. Das Meinungsforschungsinstitut deutet dies als Indiz für einen erheblichen Informationsmangel.

Über ein Drittel der Deutschen hat laut der Umfrage noch nie den Stromanbieter gewechselt. Besonders häufig trifft das auf Personen mit geringerem Einkommen oder niedrigerem Bildungsstand zu. Auch hier dominieren Gründe wie „zu kompliziert“ oder „lohnt sich nicht“. Nur etwa zehn Prozent der Befragten nutzten spezialisierte Wechselservices. Stattdessen werden häufig Vergleichsportale oder die Online-Auftritte der Anbieter genutzt

Hinzu kommt eine als gering eingeschätzte Wechselrendite: Für 47 Prozent derjenigen, die bereits gewechselt haben, war der finanzielle Anreiz der Hauptgrund. Umweltaspekte wie Ökostrom spielten nur bei 17 Prozent eine Rolle. Besonders ältere Befragte und Personen in Ausbildung reagierten sensibel auf Preisvorteile – weniger jedoch auf ökologische Argumente.

Ab dem 6. Juni dieses Jahres tritt eine Neuregelung der Bundesnetzagentur in Kraft, die den technischen Wechsel des Stromversorgers innerhalb von 24 Stunden ermöglicht (wir berichteten). Ziel dieser Maßnahme ist es, den Wettbewerb zu steigern und den Anbieterwechsel für die Verbraucher zu vereinfachen. Vertragliche Regelungen, insbesondere Kündigungsfristen, bleiben davon jedoch unberührt. Zudem sind rückwirkende Wechsel, etwa nach einem Umzug, nicht mehr möglich. Verbraucher sollten sich daher rechtzeitig über ihre Vertragsbedingungen informieren und bei einem geplanten Wechsel die neuen Fristen beachten. // **VON DAVINA SPOHN**

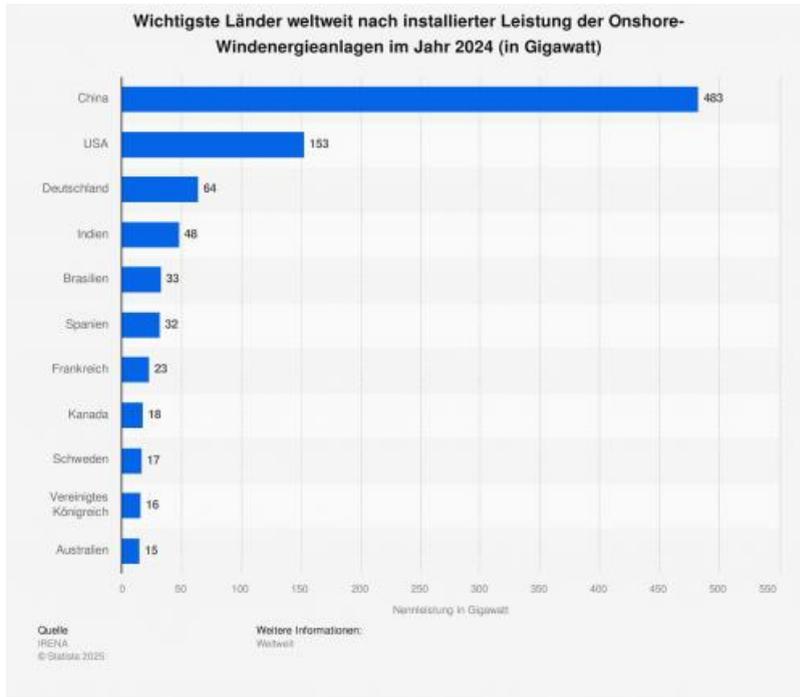
[^ Zum Inhalt](#)

Länder weltweit nach installierter Leistung von Onshore-Windenergie



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 zeigt die wichtigsten Länder weltweit nach installierter Leistung der Onshore-Windenergieanlagen im Jahr 2024. Im genannten Jahr verfügten die installierten Windenergieanlagen an Land in den USA über eine Leistung von insgesamt rund 153 Gigawatt. Die höchste Leistung war mit 463 GW in der Volksrepublik China installiert. Deutschland liegt mit 64 MW auf Platz drei. Die Angaben stammen von der „International Renewable Energy Agency“ (Irena). Diese hat die Werte aus drei verschiedenen Quellenkategorien zusammengetragen: aus offiziellen Quellen (nationale statistische Ämter), aus inoffiziellen Quellen (Wirtschaftsverbände oder Zeitungsartikel) und aus Schätzungen, die die Irena auf Basis verschiedener Daten eigenständig durchgeführt hat. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK

Quelle: Dena

Dena erprobte Energy Sharing in Wunsiedel

STROMNETZ. Ein neuer Leitfaden der Deutschen Energie-Agentur (Dena) für Kommunen und andere Energieakteure enthält Erfahrungen mit Energy Sharing. Er wertet ein Pilotprojekt in Wunsiedel aus.

Im Projekt ESC digital des Future Energy Lab hat die Deutsche Energie-Agentur (Dena) untersucht, wie sich Energy Sharing Communities (ESC) unter den aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen umsetzen lassen. Energy Sharing ist in Deutschland bereits möglich, allerdings sind Akteure ohne energiewirtschaftliches Wissen kaum in der Lage, dies ohne erfahrene und etablierte Partner zu realisieren. Es gilt jedoch als ein wichtiges Instrument, um Stromerzeugung und -verbrauch vor Ort zu koordinieren und so die Stromnetze zu entlasten.

Der Leitfaden basiert auf den Erfahrungen eines Pilotprojektes in Wunsiedel (Bayern). Er konzentriert sich auf eine Umsetzungsvariante, bei der Erzeugerinnen und Erzeuger sowie Verbraucherinnen und Verbraucher mit einem zentralen Dienstleister (Energieversorger) eng zusammenarbeiten. In Wunsiedel hat das lokale Stadtwerk, die SWW Wunsiedel, diese Rolle übernommen. Durch die Vernetzung und die energiewirtschaftliche Erfahrung der Stadtwerke seien sie als Partner für Energy Sharing Communities gut geeignet. „Um die Möglichkeiten des Energie-Teilens für noch mehr Bürgerinnen und Bürger zu öffnen, braucht es jedoch weitere regulatorische Anpassungen und Vereinfachungen“, sagt Dena-Geschäftsführerin Corinna Enders.

EU-Richtlinie sieht Energy Sharing vor

Die EU sieht in der Elektrizitätsbinnenmarktlinie (EBM-RL) ausdrücklich vor, dass Energy Sharing auch anderen Akteursgruppen wie Bürgerenergie-Genossenschaften oder zivilgesellschaftlichen Organisationen offenstehen sollte. Die Richtlinie verpflichtet den deutschen Gesetzgeber, spätestens ab Mitte 2026 Energy Sharing mit vereinfachten Lieferantenpflichten zu ermöglichen. Dafür müsse laut Dena vor allem ein einfacher Prozess für Bürgerinnen und Bürger geschaffen werden.

Im Dena-Leitfaden wird basierend auf den Praxiserfahrungen aus der Energy Sharing Community (ESC) in Wunsiedel „WUNergy“ in vier Schritten erläutert, wie eine ESC umgesetzt werden kann. Aber auch mit diesen regulatorischen Anpassungen bedarf es leistungsfähiger Informationstechnik und professioneller

Dienstleister beim Aufbau und Betrieb einer Gemeinschaft von Erzeugerinnen und Erzeugern sowie Verbraucherinnen und Verbrauchern. Der Leitfaden führt durch alle Themen, die auf dem Weg zur ESC wichtig sind und die auch bei Umsetzung ohne zentralen Lieferanten gelten.

Optimales Ziel (kollektiver Eigenverbrauch)	Wird das Ziel erreicht (Kommunikation)?	Wird die Zielvorgabe eingehalten?	Wie erfüllt sich das Ziel?	Welcher Verbraucher ist betroffen?
Maximaler Eigenverbrauch (alle Erzeuger)	Nein	Ja	Individualisierter	Land ESC nicht angepasst
Maximaler Eigenverbrauch (alle Verbraucher)	Nein	Nein	Individualisierter	Land ESC nicht angepasst
Energie Sharing (alle Erzeuger)	Ja	Offen	Sharing über Plattform, unter Berücksichtigung der individuellen Bedürfnisse der Verbraucher	Land ESC nicht angepasst
Energie Sharing (alle Verbraucher)	Ja	Ja	Zentraler Lieferant	Land Defizit vor gemindert
Energie Sharing (alle Erzeuger und Verbraucher)	Ja	Offen	Sharing über Plattform, unter Berücksichtigung der individuellen Bedürfnisse der Verbraucher	Land Defizit vor gemindert
Wird der Bedarf gedeckt?	Ja	Offen	Teilnehmer der Community werden Land ESC angepasst	Land Defizit vor gemindert

Übersicht über verschiedene Modelle für kollektiven Eigenverbrauch von Strom - Für Vollansicht bitte auf das Bild klicken
Quelle: Dena

Im Rahmen des Projektes „ESCdigital“ der Dena im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) wird die Einführung von Energy Sharing Communities in Deutschland diskutiert und erprobt. Das Projekt ist integraler Bestandteil des Future Energy Lab der Dena, das im Jahr 2020 ins Leben gerufen wurde. Neben der theoretischen Untersuchung und regulatorischen Bewertung geht es im Rahmen des Future Energy Labs auch um die praktische Erprobung digitaler Lösungen.

Der [Dena-Leitfaden zum Energy Sharing](#) steht als PDF zum Download bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Neue IT-Plattform zur Netzüberwachung



Hauptstandort von Gisa in Halle an der Saale.
Quelle: Gisa

IT. Die Unternehmen Gisa und Aidon arbeiten an einer Lösung zur Niederspannungsnetzüberwachung. Ein Pilotprojekt mit den Stadtwerken Meerane hat bereits begonnen.

Der IT-Dienstleister Gisa mit Hauptsitz in Halle an der Saale (Sachsen-Anhalt) und der finnische Smart-Metering-Spezialist Aidon haben eine strategische Partnerschaft vereinbart. Ihr Ziel ist die Entwicklung einer Lösung zur Überwachung von Niederspannungsnetzen, die den Anforderungen des §14a EnWG entspricht. Die Vorschrift des Energiewirtschaftsgesetzes verpflichtet Netzbetreiber seit Jahresbeginn dazu, steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Wallboxen netzdienlich einzubinden und die technische Steuerbarkeit vorzuhalten. Mit ihrer Kooperation wollen beide Unternehmen den Verteilnetzbetreibern Werkzeuge an die Hand geben, mit denen sich Lasten und Ungleichgewichte im Stromnetz besser steuern lassen.

Kern des Vorhabens ist die Verbindung von Gisas „Smart Data Platform“ mit der Gerätetechnik von Aidon. Die Plattform verarbeitet Messdaten aus Trafostationen und stellt sie für das Management der Netzbelastung zur Verfügung. Gisa verfolgt dabei einen sogenannten Multi-Vendor-Ansatz. Damit können Netzbetreiber Systeme und Komponenten verschiedener Hersteller flexibel kombinieren, ohne sich auf einen einzelnen Anbieter festzulegen. Aidon liefert die Sensorik, die detaillierte Datenströme direkt aus dem Niederspannungsnetz erfasst. Diese werden vollständig in Deutschland verarbeitet, betont GISA.

Uwe Klemm, bei Gisa Head of Energy Steering (zu Deutsch: Energiesteuerung), versichert: „Unsere Partnerschaft mit Aidon ermöglicht eine hochsichere Lösung, die speziell auf die Anforderungen deutscher Netzbetreiber zugeschnitten ist.“

Erste praktische Anwendung findet die Kooperation bei den Stadtwerken Meerane. Der kommunale Netzbetreiber versorgt rund 14.000 Haushalte in Sachsen und Thüringen. Im Rahmen eines Pilotprojekts wurden im Februar 2025 fünf Ortsnetzstationen mit der Messtechnik von Aidon ausgestattet. Die Geräte liefern Daten zu Spannung, Strom und Lastverteilung über die abgehenden Leitungen. Dies ist Grundlage für ein intelligentes Lastmanagement im Sinne des novellierten EnWG.

Aidon bringt in die Partnerschaft, wie Gisa mitteilt, seine langjährige Erfahrung aus dem skandinavischen Energiemarkt ein. Das Unternehmen mit Hauptsitz in Jyväskylä, zentral in Finnland gelegen, hat nach eigenen Angaben über fünf Millionen Messpunkte im Feld installiert. Seit Ende 2023 gehört Aidon zur Gridspertise-Gruppe, die sich auf die Digitalisierung von Verteilnetzen spezialisiert hat.

Gisa hat bereits angekündigt, die gemeinsame Lösung künftig auch mit anderen Hardwarekomponenten kombinieren zu können. Das Unternehmen will dazu seine eigenen Kompetenzen weiter ausbauen – unter anderem durch gezielte Schulungen zu Aidon-Technologien. Beide Partner wollen, wie es weiter heißt, ihre Zusammenarbeit in weiteren Projekten vertiefen und an zusätzlichen Anwendungen für Verteilnetzbetreiber in Deutschland arbeiten. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Großspeicher mit Elektroautobatterien entsteht in Grevesmühlen



Quelle: The Mobility House GmbH

SPEICHER. In Grevesmühlen entsteht ein 48-MWh-Großspeicher aus neuen, obsolet gewordenen E-Auto-Batterien. Ab 2025 soll er das Stromnetz netzdienlich unterstützen.

In Grevesmühlen (Mecklenburg-Vorpommern) errichten Fenecon und The Mobility House Energy einen Batteriespeicher mit 48 MWh Kapazität. Der Speicher basiert ausschließlich auf neuen, jedoch obsolet gewordenen Antriebsbatterien aus Elektrofahrzeugen. Das Projekt folgt einem ähnlichen Ansatz wie ein bestehendes 8-MWh-Speicherprojekt in Nordrhein-Westfalen. Die Bauvorbereitungen am Standort sind nahezu abgeschlossen, teilte The Mobility House Energy am 29. April mit. Nach Fertigstellung des neuen Umspannwerks der Edis Netz GmbH soll der Speicher im zweiten Halbjahr 2025 den Betrieb aufnehmen.

Das Containerkonzept von Fenecon ermöglicht nach Informationen des Unternehmens die standardisierte Integration unterschiedlicher Fahrzeugbatterien. Bereits an den Standorten Iggenbach im niederbayerischen Landkreis Deggendorf und in Greenville (USA) werde diese Lösung genutzt. Fahrzeugbatterien, die durch Modellwechsel, Überproduktionen oder nicht erfüllte Absatzplanungen in der Automobilindustrie ungenutzt bleiben, erhalten so einen stationären Einsatz.

Erfahrungen aus der Vermarktung von Fahrzeugbatterien

The Mobility House Energy bringt eigene Algorithmen ein, die den Betrieb der Batterien optimieren. Ziel ist eine netzdienliche und besonders batterieschonende Nutzung, um Alterungseffekte zu minimieren und die Lebensdauer der Speicher zu verlängern. Dieses Vorgehen soll einen Beitrag zu einem kostengünstigeren und stabileren erneuerbaren Energiesystem leisten. Fenecon übernimmt die Betriebsführung und Wartung des Speichers. Beide Unternehmen setzen damit ihre bestehende Zusammenarbeit fort.

Fenecon-CEO Franz-Josef Feilmeier betont die Ressourcenverschwendung im Umgang mit E-Auto-Batterien: „In Deutschland werden aktuell jedes Jahr mehr nagelneue und hochwertige, aber leider obsolet gewordene Elektrofahrzeugbatterien in den Schredder gekippt, als Batterien im Rahmen von Großspeichern

installiert werden – die wiederum in der Regel neu produziert aus China hierherkommen“, erklärt er. Diese hochwertigen Batterien könnten durch solche Projekte im Energiemarkt genutzt werden.

Auch Marcus Fendt, Geschäftsführer von The Mobility House, hebt hervor, dass Batteriespeicher ein zentraler Bestandteil des zukünftigen Strommarkts sind. „Indem wir Fahrzeugbatterien vor, während oder nach ihrem Einsatz im E-Auto nutzen, schaffen wir einen Mehrwert für unser Energiesystem und machen Elektromobilität zugleich günstiger.“ // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Trianel

Trianel nimmt größten Solarpark in Betrieb

PHOTOVOLTAIK. Die Stadtwerke-Kooperation Trianel betreibt in Brandenburg auf einer Fläche von 48 Hektar nun eine Photovoltaik-Freiflächenanlage mit einer Leistung von 70,4 MW.

Der Hamburger Solar- und Speicherspezialist Greentech hat im Auftrag von Trianel in Wiesenhagen die bislang größte PV-Anlage für das Unternehmen aus Aachen errichtet. „Der Park befindet sich auf einer etwa 48 Hektar großen, privilegierten Fläche entlang der Bahntrasse Berlin–Halle“, teilen beide Unternehmen mit. Er umfasst 100.143 Module des Herstellers Trina sowie 178 Wechselrichter von Huawei.

Der Anschluss der Solaranlage erfolgt über ein eigenes 110-kV-Umspannwerk von Trianel, das ebenfalls kürzlich errichtet wurde. Dieses liegt in unmittelbarer Nähe zum Solarpark, sodass die notwendige Kabeltrasse lediglich etwa 600 Meter außerhalb des Parks verläuft, heißt es weiter.

Die gesamte Elektroplanung wurde dabei mit „PowerFactory“ simuliert und optimiert. Power Factory ist eine Software zur Berechnung von Stromnetzen. Diese „Netzstudie“ vorab haben es ermöglicht, signifikante Änderungen nach dem Design Freeze weitestgehend zu vermeiden und frühzeitig notwendige Maßnahmen zu identifizieren. So habe sich der Zertifizierungsprozess erleichtern lassen und unliebsame Anpassungen nach Baustart konnten eliminiert werden, heißt es von Seiten Greentechs.

„Mit diesem Park haben wir in Brandenburg nun Freiflächenanlagen mit einer Gesamtleistung von über 165 MW realisiert und können jährlich mehr als 51.000 Haushalte mit klimafreundlichem Strom versorgen“, erläutert Andreas Lemke, Leiter Solar bei Trianel.

Es handelt sich um die 19. Anlage, die Greentech im Auftrag von Trianel in den vergangenen zweieinhalb Jahren realisiert hat. Neben dem Projekt in Wiesenhagen befinden sich noch weitere gemeinsame Vorhaben in der Planung und sollen im Laufe des Jahres umgesetzt werden. // VON STEFAN SAGMEISTER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Stadtwerke Haltern treiben Parkplatz-PV in NRW voran



Quelle: Shutterstock / Thanit PKC

PHOTOVOLTAIK. Die Stadtwerke Haltern am See bauen eines der größten Parkplatz-Solardächer in Nordrhein-Westfalen und hoffen auf den Abbau bürokratischer Hemmnisse.

Auf dem Parkplatz eines Freizeitbades in Haltern am See errichten die örtlichen Stadtwerke eine in eine Parkplatzüberdachung integrierte Photovoltaikanlagen. Über 142 Stellplätzen werden einer Mitteilung des Landesverbands Erneuerbare Energien in Nordrhein-Westfalen (LEE NRW) zufolge 924 Module eine Leistung von 400 Kilowatt zur Verfügung stellen.

„Die Stadtwerke in Haltern zählen damit in Nordrhein-Westfalen zweifellos zu den Vorreitern bei der Parkplatz-PV-Nutzung“, betont Verbandsgeschäftsführer Maximilian Feldes. Trotz bestehender technologischer Möglichkeiten seien Parkplatz-Photovoltaikprojekte in NRW bisher selten. Rund 90 Prozent des Solarausbaus in NRW entfallen weiterhin auf Dachanlagen im privaten und gewerblichen Bereich.

Laut der novellierten Landesbauordnung NRW müssen allerdings seit Anfang 2024 neue, offene Parkplätze von Nichtwohngebäuden mit mehr als 35 Stellplätzen grundsätzlich mit Solaranlagen überdacht werden. Die Regelung zielt darauf ab, versiegelte Flächen effizienter für die Energiewende zu nutzen. Allerdings enthält die Bauordnung eine zentrale Ausnahmeklausel: Die Pflicht entfällt, wenn je fünf Stellplätze ein Baum gepflanzt wird.

Diese Option zur Umgehung der Solarpflicht kritisiert der LEE NRW. „Diese Ausnahmeregelung ist der entscheidende Grund dafür, dass es in NRW bislang kaum Parkplatz-Projekte gibt“, so Geschäftsführer Feldes. Für Investoren und Betreiber seien Baumpflanzungen kostengünstiger als PV-Überdachungen, obwohl sich letztere über ihre Lebensdauer hinweg wirtschaftlich rechneten. Eine konsequentere Umsetzung der Solarpflicht wäre aus Sicht des Verbandes daher ein wichtiger Hebel für die technische Weiterentwicklung und Verbreitung der Parkplatz-PV.

Landesbauordnung schreibt PV vor, ermöglicht aber Ausnahmen

Der LEE NRW weist darauf hin, dass die versiegelten Flächen doppelt genutzt werden können, was in Städten mit hoher Flächennutzungskonkurrenz ein wichtiges Argument sei. Der erzeugte Strom könne auch direkt vor Ort genutzt werden, etwa für den Betrieb von E-Ladesäulen. Gleichzeitig bieten die Anlagen einen Witterungsschutz für die Fahrzeuge. Einen Image-Gewinn für den Betreiber gebe es obendrein.

„Mit diesem Projekt leisten wir einen wichtigen Beitrag zur Nachhaltigkeitsstrategie der Stadtwerke und können so rund 600.000 Kilowattstunden Strom klimaschonend vor Ort für den Eigenverbrauch des Bades erzeugen“, erklärt Carsten Schier, kaufmännischer Geschäftsführer der Stadtwerke Haltern am See. So sollen 67 Prozent des Solarstroms direkt für den Betrieb des Freizeitbades verwendet werden, der Rest wird in das öffentliche Netz eingespeist und vermarktet. Die Kosten für externe Stromlieferungen sinken damit erheblich.

Die technische Realisierung des Carports übernimmt B&W Energy aus Heiden. Auch deren Geschäftsführer hebt die Bedeutung des Projektes hervor. „Mit der neuen Parkplatz-PV-Anlage legen wir den Grundstein für die Erweiterung der Ladeinfrastruktur – das Freizeitbad ist damit bestens auf die wachsende Elektromobilität vorbereitet“, sagt Carsten Frede.

Doch trotz positiver technischer Beispiele wie in Haltern sieht B&W Energy weiterhin Hürden. Genehmigungsverfahren seien oft langwierig und hemmten die rasche Umsetzung technisch ausgereifter Projekte. „Die Bürokratie bremst uns leider oft aus – dabei könnten wir Photovoltaik-Projekte technisch

längst deutlich schneller und effizienter realisieren, wenn beispielsweise Bauanträge schneller bearbeitet und genehmigt würden“, sagt Frede.

„Gleichzeitig wäre es sicherlich zielführend für solche Projekte, wenn die aktuell ausgesetzte Förderung über das Landesprogramm Progres NRW zukünftig wieder aufgenommen wird“, fügt Verbandsgeschäftsführer Feldes hinzu. // [VON FRITZ WILHELM](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Vattenfall mit Rückgang bei Umsatz und Ergebnis



Quelle: Elisabeth Reding/Vattenfall AB

BILANZ. Das schwedische Energieunternehmen Vattenfall hat im 1. Quartal deutlich weniger umgesetzt und verdient. Ein Grund liegt in Deutschland.

Der Verkauf des Berliner Wärmegeschäfts und Sondereffekte im Vorjahr führten dazu, dass Vattenfall AB weniger Umsatz und Gewinn in den ersten drei Monaten 2025 erwirtschaftet hat. Das teilte das Unternehmen mit Hauptsitz in Stockholm bei der Vorlage seiner Bilanzzahlen mit.

Der Nettoumsatz sank um 11 Prozent auf 67,96 Milliarden schwedische Kronen (5,86 Mrd. Euro). Im Vorjahreszeitraum betrug der Umsatz 76,50 Milliarden Kronen (6,60 Mrd. Euro). Das bereinigte Ergebnis vor Zinsen und Steuern (Ebit) verringerte sich um 21 Prozent auf 732 Millionen Euro (Vorjahr: 924 Mio. Euro). Der Gewinn im Berichtszeitraum ging um 65 Prozent auf 513 Millionen Euro zurück. Im Vorjahr lag der Wert mit 1,46 Milliarden Euro noch über der Milliarden-Euro-Schwelle.

Wie es von Vattenfall heißt, reduzierten sich die Nettoumsätze hauptsächlich aufgrund fehlender Einnahmen wegen des Verkaufs des Wärmegeschäfts in Berlin im zweiten Quartal 2024. Vattenfall gab das Wärme-Geschäft an die Stadtverwaltung ab.

CEO Borg: Stabiles Ergebnis

Weitere Gründe waren generell aktuell niedrigere Preise und Absatzmengen im Stromkundengeschäft in Skandinavien. „Diese Effekte wurden teilweise durch höhere Strompreise und positive Absicherungseffekte auf den kontinentalen Märkten Vattenfalls ausgeglichen“, so das Unternehmen.

Der Gewinnrückgang resultierte hauptsächlich aus Sondereffekten, die im ersten Quartal 2024 angefallen seien, darunter die Erlöse aus dem Verkauf der Offshore-Windprojekte Norfolk in Großbritannien in Höhe von 397 Millionen Euro sowie Veränderungen der Marktwerte von Energiederivaten in Höhe von 457 Millionen Euro.

Anna Borg, Vorstandsvorsitzende von Vattenfall, sieht die Performance des Unternehmens trotzdem positiv: „Bereinigt um Sondereffekte und Veräußerungen liefert Vattenfall ein stabiles Ergebnis. Niedrigere Volumina und deutlich niedrigere Strompreise in den nordischen Ländern wurden durch positive Beiträge aus anderen europäischen Märkten ausgeglichen.“

Im Zeitraum von Januar bis März 2025 seien zudem einige wichtige strategische Schritte unternommen worden. So wurde die endgültige Investitionsentscheidung für die Offshore-Windparks Nordlicht 1 und 2 in der deutschen Nordsee getroffen, gleichzeitig übernahm Vattenfall die verbleibenden 49 Prozent der Anteile an den Projekten vom Chemiekonzern BASF.

Darüber hinaus unterzeichnete Vattenfall einen langfristigen Stromabnahmevertrag (PPA) mit dem US-

amerikanischen Chemiekonzern Lyondell Basell. Der Vertrag sieht die Lieferung von jährlich 450 Millionen kWh Strom aus dem Offshore-Windpark Nordlicht 1 vor. Weiterhin sicherte sich Vattenfall die Genehmigungen für den Offshore-Windpark Kattegat Syd in Schweden (1.200 MW) sowie für den Onshore-Windpark Ourack (100 MW) in Schottland. // [VON STEFAN SAGMEISTER](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Bnewable startet Geschäftsbetrieb in Deutschland



Max Kronberg (links) und Fabian Knoch sind die beiden Geschäftsführer von Bnewable Deutschland. Quelle: Bnewable

UNTERNEHMEN. Das belgische Unternehmen Bnewable startet im Mai 2025 in Deutschland und bietet Industrieunternehmen integrierte Batteriespeicherlösungen und intelligentes Energiemanagement an.

Das belgische Energieunternehmen Bnewable nimmt im Mai 2025 seinen Geschäftsbetrieb in Deutschland auf. Ziel ist die Versorgung der Industrie mit Batteriespeichern und intelligentem Energiemanagement, teilte das Unternehmen am 29. April mit.

Die Unternehmensführung übernehmen Fabian Knoch und Max Kronberg, die nach eigenen Angaben auf langjährige Erfahrung in der Entwicklung industrieller Energiesysteme zurückblicken. Die beiden Geschäftsführer waren zuvor bei der „be.storaged GmbH“ tätig und analysierten dort die Herausforderungen industrieller Energieverbraucher im Rahmen der Energiewende.

Bnewable verfolgt nach eigenen Angaben einen neuen Ansatz: Batteriespeichersysteme auf einem Betriebsgelände werden mit der firmeneigenen Plattform Voltana intelligent gesteuert. Ergänzt wird das Modell durch eine Finanzierung, die den Unternehmen Investitionsrisiken abnimmt, so Bnewable in einer Mitteilung.

Deutschland als erster Schritt der Expansion

Bnewable plant, seine Erfahrungen aus Belgien auf den deutschen Markt zu übertragen. Ziel sei es, die Flexibilität industrieller Energieverbraucher zu steigern und dadurch einen stabileren und effizienteren Strommarkt zu unterstützen. Die Technologie von Bnewable ist in Belgien bereits im Einsatz und werde nun auf die Anforderungen des deutschen Marktes angepasst, heißt es weiter.

Bnewable expandiert mit dem Markteintritt in Deutschland erstmals international. Ausschlaggebend dafür sind laut den Belgiern die Ähnlichkeiten zwischen dem deutschen und dem belgischen Energiemarkt: starke industrielle Strukturen, ein wachsender Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien und hohe Strompreise.

Der deutsche Ableger startet mit einem Büro in Oldenburg und einem sechsköpfigen Team. Bis Ende 2025 soll das Team weiter ausgebaut werden. Die Expansion wird durch ein im Jahr 2024 eingeworbenes Wachstumskapital von 40 Millionen Euro finanziert. // [VON HEIDI ROIDER](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)

Regionalversorger aus Bayern setzt Doppelspitze vor die Tür



Quelle: Pixabay / Maria

PERSONALIE. Bei einem großen bayerischen Regionalversorger hängt der Haussegen schief. Die Geschäftsführung ist von einem auf den anderen Tag entlassen, Ersatz gibt es zunächst für den Übergang.

Der oberbayerische Regionalversorger „17er Oberlandenergie GmbH“ sorgt für Ökostrom, Erdgas und Elektromobilität südlich von München, und jetzt auch für Schlagzeilen. Denn an der Spitze des Zusammenschlusses von sechs Stadtwerken und 47 Kommunen steht nun Karl Steingruber, der kaufmännische Chef der Gemeindewerke Murnau.

Das wäre weiter nichts Besonderes, wenn nicht bis zuletzt an Steingrubers Stelle die Namen Thomas Feistl und Stephanie Grill im Impressum auf der 17er-Website gestanden hätten. Das Führungsduo, Stephanie Grill dabei mit einer halben Stelle ausgestattet, ist offenbar bei den Gesellschaftern in Ungnade gefallen.

Anfang April habe der Versorger das bisherige Spitzenpersonal von seinen Aufgaben entbunden, teilt Andre Behre, Vorstand und stellvertretender Aufsichtsratsvorsitzender von 17er Oberlandenergie, auf Anfrage dieser Redaktion mit. Ins Detail wolle er nicht gehen, der bisherigen Geschäftsführung spricht er aber offiziell Dank für ihr Engagement und gute Wünsche für die Zukunft aus.

Die Gründe für die fristlose Entlassung sind unklar. Von Kompetenzüberschreitung im finanziellen Bereich ist in einem Artikel des vor Ort erscheinenden *Merkur* die Rede. Eine wirtschaftliche Schieflage des 2015 gegründeten Unternehmens scheint gleichwohl nicht zu bestehen.

Widerstand gegen fristlose Entlassung angekündigt

Das letzte im Bundesanzeiger einsehbare Geschäftsergebnis weist für 2021 ein Plus von gut 623.000 Euro aus, laut Online-Handelsregistern sollen es 2023 schon 3,3 Millionen Euro gewesen sein. Thomas Feistl und Stephanie Grill jedenfalls wollen laut Zeitungsbericht gegen ihre Entlassung rechtlich vorgehen.

Andre Behre erklärt weiter, Karl Steingruber sei „für eine Übergangszeit“ nun alleiniger Geschäftsführer der 17er Oberlandenergie. Die Interims-Geschäftsführung verträgt sich offenbar nicht mit der gleichzeitigen Funktion des Aufsichtsratschefs, die Steingruber folglich niedergelegt hat. Daher spricht Vize Andre Behre, zugleich Geschäftsführer der Stadtwerke Penzberg, nun für das Kontrollgremium.

Thomas Feistl war 2018 Geschäftsführer des in Murnau am Staffelsee ansässigen Regionalversorgers geworden, damals noch an der Seite von Karl Steingruber. Der Murnauer Gemeindewerk-Leiter zog sich Ende 2019 aus der Geschäftsführung der 17er Oberlandenergie zurück. Stephanie Grill wurde im Februar 2021 Co-Chefin.

Das Regionalwerk bezieht seinen Namen laut Selbstbeschreibung auch aus raumordnerischen Festlegungen des Freistaats: Das Oberland ist die 17. Planungsregion Bayerns. Zuletzt stießen die Stadtwerke Weilheim im August 2024 als neues Mitglied zum Netzwerk.

Der „reibunglose Geschäftsbetrieb“ bei der 17er Oberlandenergie sei durch die Zwischenlösung sichergestellt, teilt Andre Behre weiter mit. Eine Nachfolgeregelung strebe das Unternehmen „schnellstmöglich“ an. Auf das operative Geschäft und die Kundenbeziehungen habe die Personalentscheidung keinerlei Auswirkung, so der Aufsichtsratsvize. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

N-Ergie geht mit Maik Render ins neue Jahrzehnt



Vorstandssprecher Maik Render, hier mit Co-Chefin Magdalena Weigel. Quelle: N-Ergie

PERSONALIE. Vertragsverlängerung: Maik Render bleibt für weitere fünf Jahre Chef des Nürnberger Energieversorgers N-Ergie.

Der Vorstandssprecher genießt das Vertrauen von Kommune und Aufsichtsrat: Maik Render (54) hängt eine zweite Amtszeit beim Nürnberger Energieunternehmen N-Ergie dran. Das habe das Kontrollgremium in seiner Sitzung am 28. April beschlossen, teilt der Versorger mit.

Maik Render war mit Jahresbeginn 2021 als Vorstand Markt und Vertrieb bei den Franken eingestiegen. Zuvor hatte er im hohen Norden die Geschäfte bei den Stadtwerken Flensburg geführt.

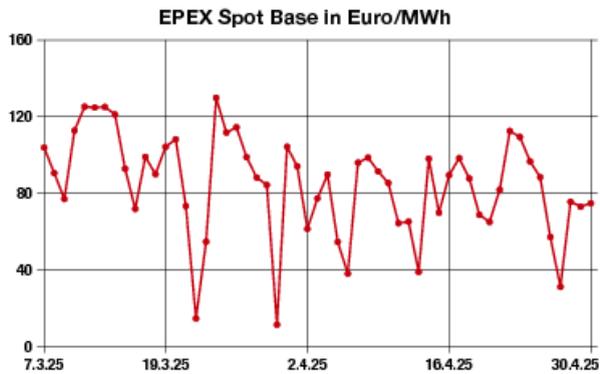
In Nürnberg hat er Vorstandskollegin Magdalena Weigel an seiner Seite. Ihren Kontrakt hatte die Kommune im April 2024 um fünf Jahre verlängert (wir berichteten). Sie ist seit 2019 bei N-Ergie Vorständin für Personal und IT und führt weitere Unternehmen der Kommune.

Die Nürnberger haben auch Maik Render erneut mit einem Fünf-Jahres-Vertrag ausgestattet, der bis ins Jahr 2031 und somit ins neue Jahrzehnt läuft. Aufsichtsratschef Marcus König, zugleich Oberbürgermeister (CSU) der bayerischen Großstadt, hebt in der Mitteilung Maik Renders „hohe fachliche Kompetenz und Weitblick“ hervor. Dies sei für die Zukunft des Unternehmens wichtig, das „als eines der bedeutendsten kommunalen Energieunternehmen in Deutschland einen wichtigen Platz im Konzern Stadt Nürnberg“ einnehme. // **VON VOLKER STEPHAN**

[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Handel noch im Urlaubsmodus



Quelle: E&M

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

Mit einem soften Ton haben sich die Energiemärkte am Dienstag präsentiert. Viele Handelstische sind ferienbedingt noch nicht wieder besetzt. Maßgeblich für die europäischen Märkte dürfte dabei wieder einmal Gas sein. Die europäischen Gasmärkte als Schrittmacher für Strom und Gas werden nicht nur durch die hohen chinesischen LNG-Exporte belastet. Auch die Hoffnung auf ermäßigte und flexiblere Einspeicherziele in der EU und die nachlassende Sorge wegen der aktuell niedrigen Speicherstände lasten auf den Preisen. Einige Marktteilnehmer dürften zudem weiter auf ein relativ rasches Ende der Kämpfe in der Ukraine setzen, das dann mit der Wiederaufnahme russischer Gaslieferungen nach Europa verbunden wäre.

Strom: Überwiegend leichter hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag gezeigt. Der Day-ahead gewann im Base 1,75 auf 75,25 Euro und sank 1,25 auf 42,25 Euro/MWh im Peak. Börslich zeigte sich der Day-ahead mit 74,96 Euro in der Grundlast und 41,99 Euro in der Spitzenlast, wobei auf Stundenbasis zwischen 12 und 16 Uhr erneut leicht negative Preise anfielen. Die Meteorologen von Eurowind erwarten für den Mittwoch ein etwas geringeres Erneuerbareaufkommen mit 18,6 Gigawatt nach 20,8 Gigawatt am Berichtstag. Noch etwas niedriger sollen die Beiträge von Wind und Solar am Mai-Feiertag ausfallen. An den Tagen danach soll das Erneuerbareaufkommen jedoch wieder deutlich zunehmen. Am langen Ende verlor das Cal 26 im Konvoi mit soften CO₂- und Erdgasnotierungen um 0,59 auf 79,63 Euro/MWh und fiel damit unter die psychologisch wichtige Marke von 80 Euro.

CO₂: Etwas leichter haben sich die CO₂-Preise am Dienstag präsentiert. Der Dec 25 notierte um 13.59 Uhr mit einem Abschlag von 0,34 auf 64,97 Euro/Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 15,34 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 65,40 Euro, das Tief bei 64,16 Euro. Die schwachen Handelsvolumina verweisen auf den Urlaubsmodus in der laufenden Woche. Der Dec 25 notiert weiterhin in der breiten Spanne zwischen 64 und 68 Euro, die sich in der vergangenen zwei Wochen etabliert hat. Laut den Analysten von Vertis dürfte der Benchmark-Kontrakt in der laufenden Woche konsolidieren, da neue Impulse fehlen.

Auf etwas längere Sicht scheinen mit Blick auf das Umfeld an den Energiemärkten die Abwärtsrisiken für CO₂ zu überwiegen. Der Gasmarkt, dessen Entwicklung von CO₂ häufig nachvollzogen wird, steht aus mehreren Gründen unter Druck. Die deutschen Strompreise zeigen sich allenfalls seitwärts gerichtet. Öl gibt aus der Angst vor einer Überversorgung heraus nach. Verwiesen wird zudem auf die schwache

Konjunktur, die infolge der aktuellen Zollstreitigkeiten weiteren Belastungen ausgesetzt sein dürfte.

Erdgas: Ohne klare Tendenz haben sich die europäischen Gasmärkte am Berichtstag gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis 14.05 Uhr 0,25 auf 31,925 Euro/MWh und zeigte sich damit aber weiter in der Nähe eines neuen Siebenmonatstiefs. Am deutschen THE ging es jedoch um 0,800 auf 32,400 Euro/MWh nach unten. Für Entlastung sorgen vor allem die Meldungen, dass China aufgrund eines schwachen Bedarfs und gut gefüllter Speicher hohe Mengen an LNG reexportiert. Im April wurden laut Bloomberg mit rund 280.000 Tonnen die höchsten Reexporte in einem Monat jemals verzeichnet. Zuvor waren schon ursprünglich für China gedachte US-Lieferungen nach Europa umgeleitet worden. Entsprechend waren die LNG-Importe der EU-27-Länder laut Daten der Researchgruppe Bruegel bereits im März auf einen neuen Rekordwert geklettert. // [VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

E&M STELLENANZEIGEN



Elektroingenieur (m/w/d) für nationale Wind- und Solarenergieprojekte

Bring frischen Wind in dein Berufsleben! Wir bei wpd entwickeln und betreiben Onshore-Wind- und Sol...
in Potsdam

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Projektentwickler Windenergie im Wald (m/w/d)

Deine Energie, deine Zukunft, dein Job bei wpd. Wir bei wpd entwickeln und betreiben Onshore-Wind- u...
in Regensburg

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Projektentwickler Windenergie im Wald

Deine Energie, deine Zukunft, dein Job bei wpd. Wir bei wpd entwickeln und betreiben Onshore-Wind- u...
in Regensburg

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Head of Electrical Engineering (m/w/d) Erneuerbare Energien

München | Hamburg | Traunstein | Berlin Warum wir Dich brauchen? Für unsere weitere Expansion auf d...
in Traunstein

vor 2 h

● Freie Mitarbeit



Senior Consultant im Bereich Wasserstoff-Kommerzialisierungsstrategien (all genders)

Stellenbeschreibung Energy & Chemicals berät u.a. das Topmanagement führender Energieversorger u...
in München

vor 2 h

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

IHRE E&M REDAKTION:

Stefan Sagmeister (Chefredakteur, CVD print, Büro Herrsching)

Schwerpunkte: Energiehandel, Finanzierung, Consulting



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: **Atousa Sendner**



Darüber hinaus unterstützt eine Reihe von freien Journalisten die E&M Redaktion.

Vielen Dank dafür!

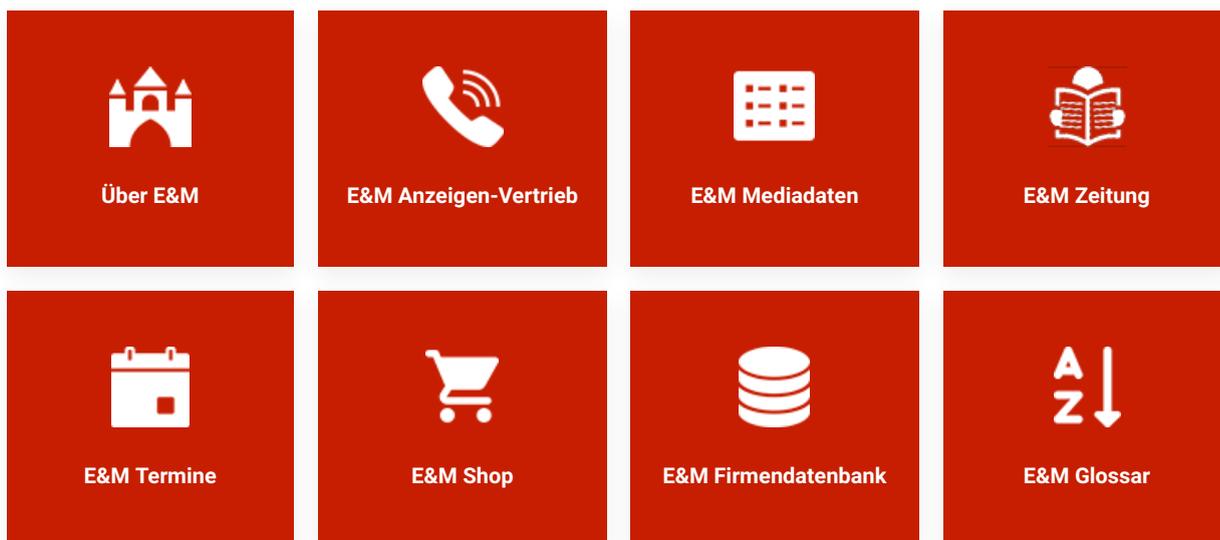
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



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:** Timo Sendner**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.

© 2025 by Energie & Management GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

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

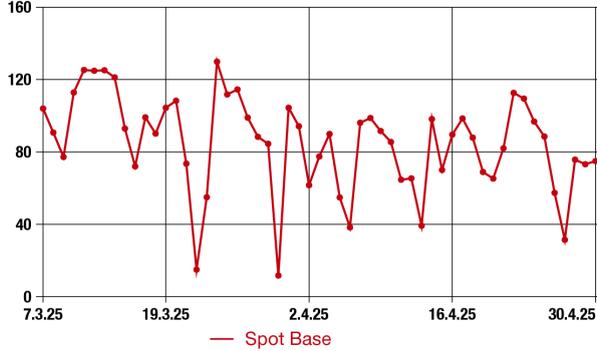
Folgen Sie E&M auf:



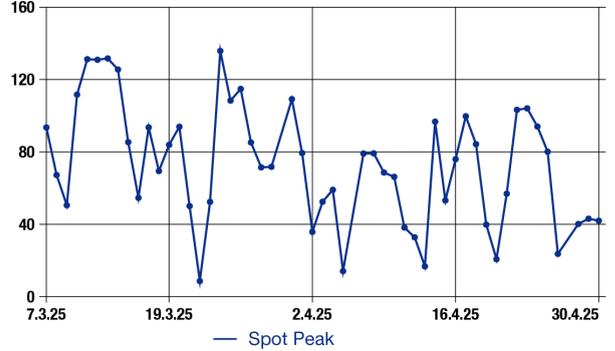
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

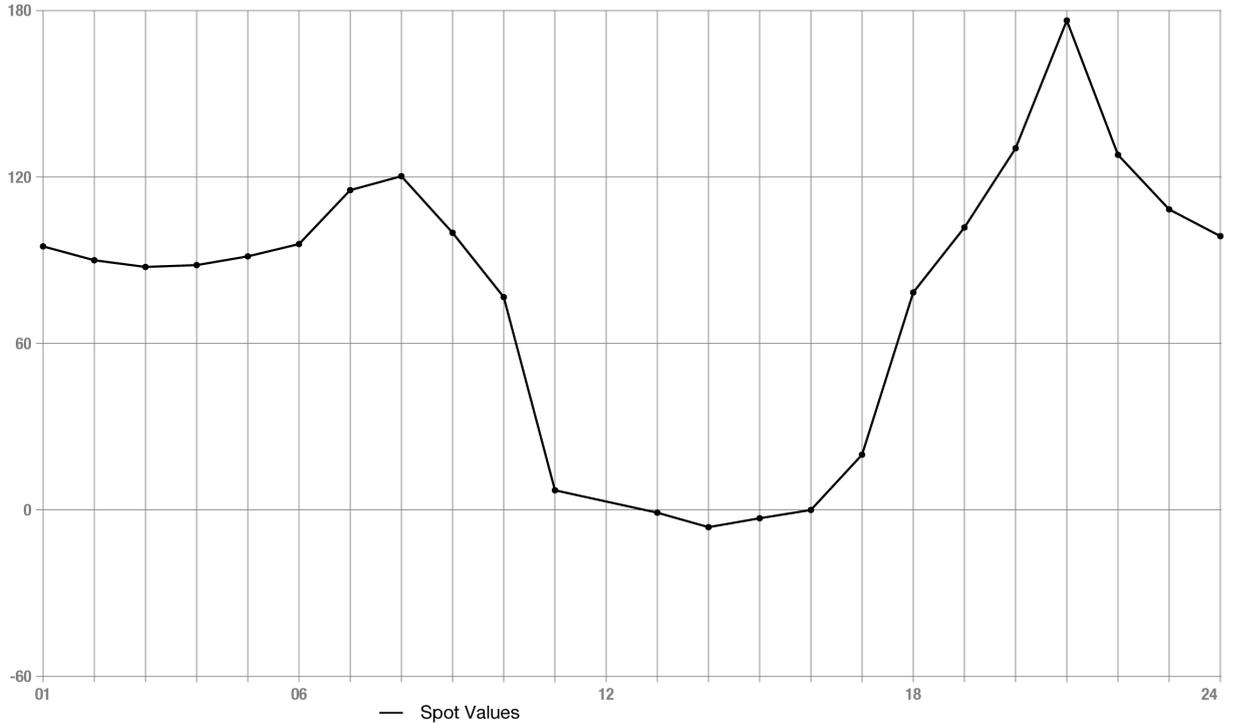
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

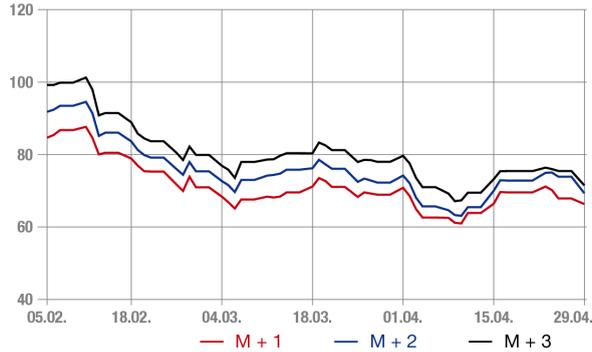
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.04.25	German Power Mai-2025	66,32
M2	29.04.25	German Power Jun-2025	69,31
M3	29.04.25	German Power Jul-2025	71,47
Q1	29.04.25	German Power Q3-2025	73,72
Q2	29.04.25	German Power Q4-2025	88,29
Q3	29.04.25	German Power Q1-2026	89,10
Y1	29.04.25	German Power Cal-2026	80,08
Y2	29.04.25	German Power Cal-2027	74,52
Y3	29.04.25	German Power Cal-2028	68,79

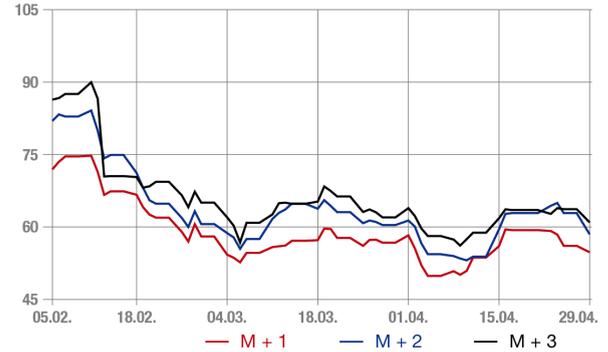
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.04.25	German Power Mai-2025	54,77
M2	29.04.25	German Power Jun-2025	58,49
M3	29.04.25	German Power Jul-2025	60,94
Q1	29.04.25	German Power Q3-2025	67,45
Q2	29.04.25	German Power Q4-2025	112,17
Q3	29.04.25	German Power Q1-2026	108,43
Y1	29.04.25	German Power Cal-2026	88,82
Y2	29.04.25	German Power Cal-2027	84,22
Y3	29.04.25	German Power Cal-2028	78,63

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



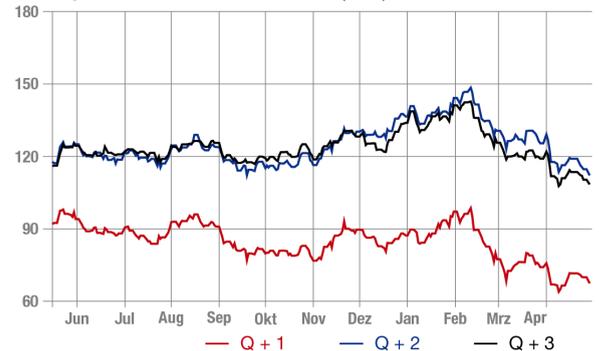
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



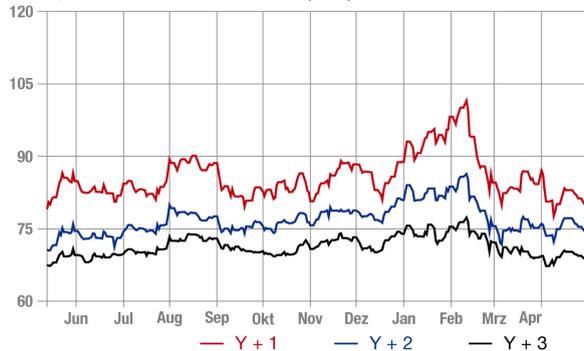
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



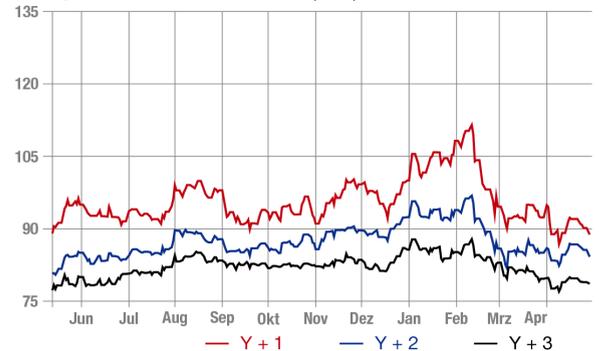
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



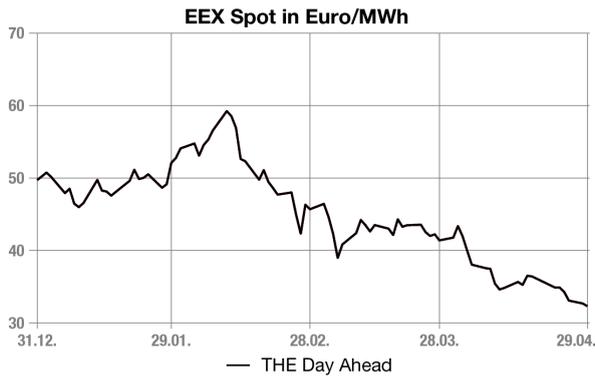
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



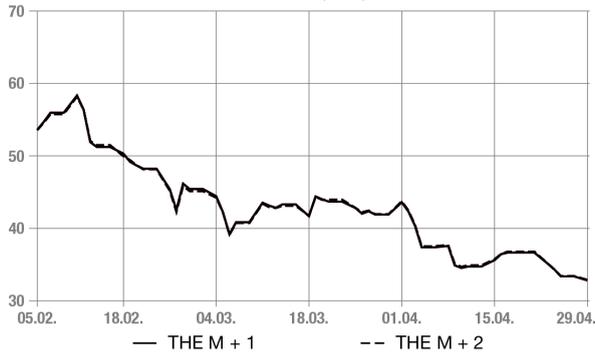
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	29.04.25	German THE Gas Mai-2025	32,82
M2	29.04.25	German THE Gas Jun-2025	32,90
Q1	29.04.25	German THE Gas Q3-2025	33,31
Q2	29.04.25	German THE Gas Q4-2025	34,65
S1	29.04.25	German THE Gas Win-2025	34,75
S2	29.04.25	German THE Gas Sum-2026	31,16
Y1	29.04.25	German THE Gas Cal-2026	32,49
Y2	29.04.25	German THE Gas Cal-2027	29,77



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



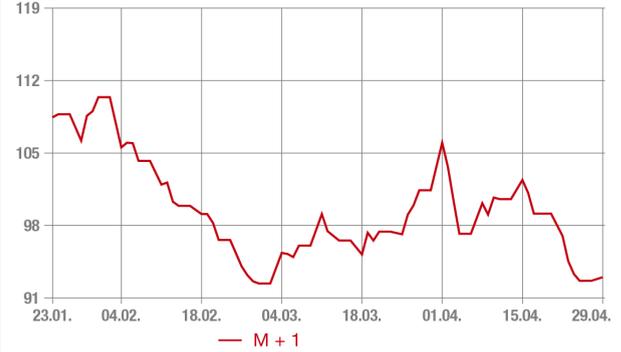
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	29.04.25	74,96	EUR/MWh
Germany Spot peak	29.04.25	41,99	EUR/MWh
EUA Mai 2025	29.04.25	63,91	EUR/tonne
Coal API2 Mai 2025	29.04.25	93,00	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	29.04.25	32,31	EUR/MWh
German THE Gas Mai-2025	29.04.25	32,82	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	29.04.25	32,49	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jun-2025	29.04.25	64,25	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)

