



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**117,63 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**42,34 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**4,6**

Milliarden Euro betrug der Wert der heimischen Produktion von Lithium-Ionen-Batterien im Jahr 2025, was einer Steigerung um 28 Prozent gegenüber 2024 entspricht.

RECHT

Windkraft-Regelung hält erstem Angriff stand

WINDKRAFT

ONSHORE
Currenta sichert sich Strom aus MVV-Windpark

BILANZ

Thüga setzt auf Kapital und Kooperationen

Inhalt

TOP-THEMA

→ **STROMNETZ:** BNE kritisiert hohe Renditen der Netzbetreiber

POLITIK & RECHT

→ **RECHT:** Windkraft-Regelung hält erstem Angriff stand

HANDEL & MARKT

- **WINDKRAFT ONSHORE:** Currenta sichert sich Strom aus MVV-Windpark
- **STUDIEN:** Solarstrompreis für Stahlwerk untersucht
- **STROMSPEICHER:** Deutsche Batterieproduktion auf Wachstumskurs
- **ÖSTERREICH:** Neuer E-Wirtschafts-Präsident: Alles für den Kundennutzen
- **STATISTIK DES TAGES:** Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan bis 2025

TECHNIK

- **KLIMASCHUTZ:** CCS in Europa rückläufig
- **STROMNETZ:** Autofahrer bei bidirektionalem Laden noch skeptisch
- **WINDKRAFT ONSHORE:** Brennende Windkraftanlage legt Zugverkehr stundenlang lahm

UNTERNEHMEN

→ **BILANZ:** Thüga setzt auf Kapital und Kooperationen

- **BILANZ:** Sinkendes Ergebnis zum Führungswechsel in Gütersloh
 - **BILANZ:** Schwacher Wind, positives Ergebnis
 - **WÄRME:** EVO beendet Pelletproduktion in Offenbach
 - **WÄRME:** Metrify und Grid X bündeln Smart-Meter- und HEMS-Rollout
 - **WÄRME:** Thermondo kooperiert mit Kommunen für Wärmewende
 - **UNTERNEHMEN:** Deutz und HDC Solutions kooperieren bei Energieversorgung
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** LNG-Sorgen bremsen Preisrückgang
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

BNE kritisiert hohe Renditen der Netzbetreiber



Quelle: Davina Spohn

STROMNETZ. Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BNE) wirft großen Verteilnetzbetreibern hohe Renditen bei gleichzeitig unzureichendem Netzausbau vor. Der VKU widerspricht der Darstellung.

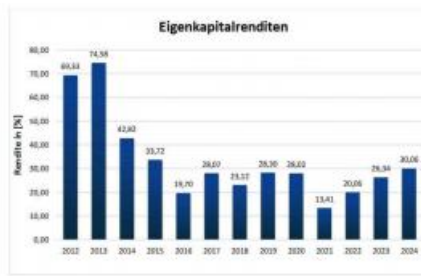
Die großen deutschen Verteilnetzbetreiber erzielen nach Angaben des Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (BNE) seit Jahren hohe Gewinne, während sich Netzanschlüsse für Erneuerbare-Energien-Anlagen, Batteriespeicher, Industrieprojekte und Rechenzentren vielerorts verzögern. Das geht aus einer Analyse des Verbands hervor, die am 16. Juni in Berlin vorgestellt wurde.

Untersucht wurden die 18 größten Verteilnetzbetreiber Deutschlands. Laut BNE erreichten diese im Jahr 2024 eine marktanteilsgewichtete handelsrechtliche Eigenkapitalrendite von durchschnittlich 30,1 Prozent. Im Jahr zuvor habe der Wert bei 16,6 Prozent gelegen. Die Unternehmen versorgten zusammen rund die Hälfte aller Haushalte und Unternehmen in Deutschland mit Strom.

Besonders hohe Eigenkapitalrenditen verzeichneten laut Analyse EWE Netz mit 61 Prozent, Westnetz mit 45 Prozent, die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mit 43 Prozent sowie Bayernwerk Netz mit 38 Prozent.

Nach Angaben des BNE handelt es sich dabei nicht um einmalige Ausschläge. Die großen Verteilnetzbetreiber würden seit Jahren deutlich höhere Erträge erwirtschaften, als die kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsungen vermuten ließen. Der Verband verweist dabei auf die Studie „Kostensenkungspotentiale im Verteilnetz“ des Ökonomen Tim Meyer. Demnach könnten Netzkunden langfristig um bis zu drei Milliarden Euro pro Jahr entlastet werden, wenn die tatsächlichen Renditen auf ein niedrigeres Niveau sinken würden.

Der Verband kritisiert zugleich Überlegungen, die kalkulatorischen Renditen für Netzbetreiber im Rahmen des sogenannten NEST-Prozesses der Bundesnetzagentur anzuheben. Aus Sicht des BNE würden steigende Renditen die Belastungen durch Netzentgelte weiter erhöhen. Diese Kosten müssten insbesondere Industrie- und Gewerbekunden tragen, die im internationalen Wettbewerb stünden.



Durchschnittliche Eigenkapitalrenditen der sechs größten deutschen Verteilnetzbetreiber -
Für Vollbild auf die Grafik klicken Quelle: BNE

BNE-Geschäftsführer Robert Busch sieht die Ursachen der aktuellen Probleme nicht in einer mangelnden Kapitalausstattung der Netzbetreiber. „Wir haben keine Energiekrise, wir haben eine Netzkrise, genauer eine Netzanschlusskrise“, erklärte Busch. Unstrittig sei, dass die Netzbetreiber in den vergangenen Jahren zu wenig in den Ausbau der Netze, deren Digitalisierung sowie in effizientere Strukturen investiert hätten.

Stadtwerke weisen Kritik zurück

Der Verband verweist darauf, dass die Netzentgelte für Verbraucher und Unternehmen seit Jahren steigen. Gleichzeitig komme Deutschland bei Netzanschlüssen, der Digitalisierung der Netze, der Standardisierung von Anschlussverfahren und beim Rollout intelligenter Messsysteme nur langsam voran. Projektentwickler berichteten regelmäßig über lange Bearbeitungszeiten und mangelnde Transparenz bei Anschlussanfragen.

Laut BNE sollte die Regulierung künftig stärker auf die tatsächlichen Gewinne der Netzbetreiber und deren Leistungen ausgerichtet werden. Der Verband fordert mehr Transparenz bei Kosten und Erträgen, eine konsequentere Kostenkontrolle sowie bundesweit einheitliche und schnellere Netzanschlussverfahren. Darüber hinaus seien stärkere Anreize für die Digitalisierung und eine intelligentere Nutzung der Netzinfrastruktur erforderlich.

Busch betonte, dass hohe Renditen in einem regulierten Monopolmarkt mit entsprechenden Leistungen einhergehen müssten. Beim Netzausbau, der Digitalisierung und dem Kundenservice bestehe jedoch erheblicher Nachholbedarf.

Im Namen des Verbands Kommunaler Unternehmen (VKU) kritisierte ein Sprecher die Darstellung des BNE: „Die genannten Zahlen erwecken den Eindruck, Verteilnetzbetreiber erzielten in einem risikolosen Monopol überhöhte Gewinne auf Kosten der Verbraucher.“ Dies sei eine verkürzte und irreführende Darstellung.

„Die im Zusammenhang mit einzelnen Unternehmen genannten HGB-Renditen sind nicht mit der von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalverzinsung vergleichbar, da sie durch bilanzielle und regulatorische Sondereffekte beeinflusst werden können“, so der VKU.

Zudem werde ausgeblendet, dass die Verteilnetzbetreiber das Rückgrat der Energiewende sind. Wärmepumpen, Ladeinfrastruktur und Batteriespeicher funktionieren nur, wenn die Netze in den kommenden Jahren massiv ausgebaut und digitalisiert werden. „Dafür sind Investitionen in Milliardenhöhe erforderlich“, erinnert der Verband. Der VKU sei offen für eine Weiterentwicklung der Regulierung. „Voraussetzung dafür ist jedoch eine faktenbasierte Debatte“, so der Sprecher.

Die vollständige [Analyse „Verteilnetzbetreiber im Renditehoch“](#) steht als PDF zum Download bereit.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

§ POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / H-J Paulsen

Windkraft-Regelung hält erstem Angriff stand

RECHT. Der erste Angriff auf einen Regionalplan in Nordrhein-Westfalen mit ausgewiesenen Windkraftflächen ist gescheitert. Das Oberverwaltungsgericht Münster bremste den Kreis Kleve aus.

Der Landkreis Kleve hat einen ersten Rückschlag bei dem Versuch erlitten, vier Flächen für Windenergieanlagen auf dem Gebiet einer niederrheinischen Kommune zu streichen. Einen Eilantrag des Kreises gegen den betreffenden Regionalplan Düsseldorf schmetterte das Oberverwaltungsgericht in Münster nun ab (Aktenzeichen: 22 B 44/26.NE). Das Verfahren in der Hauptsache steht noch an.

Der Prozess um die vier Flächen ist von besonderem Interesse, markiert es doch das erste Urteil zu den in Nordrhein-Westfalen seit einigen Monaten geltenden Regionalplänen. Diese legen für die sechs einzelnen Regierungsbezirke fest, wo künftig Windkraft entstehen darf. Dieses Verfahren hatte die Landesregierung gewählt, um einer Vorgabe des Wind-an-Land-Bundesgesetzes Rechnung zu tragen. Es verpflichtet die Bundesländer, über Flächenausweisungen einen konkreten Beitragswert zu leisten (NRW: 1,8 Prozent der Landesfläche).

Konkret wendete der Kreis Kleve sich gegen vier im Regionalplan Düsseldorf bestimmte Flächen in der Kommune Kranenburg an der Grenze zu den Niederlanden. Sie liegen sämtlich in einem Forstgebiet namens Reichswald. Die Kreisverwaltung wollte die Gebiete für Windkraft grundsätzlich ausschließen, zumindest jedoch ihre Festlegung als Beschleunigungsgebiete verhindern. Eine Beschleunigung in Genehmigungsverfahren reduziert den Prüfumfang bei Vorhaben in gewissen Bereichen.

Klage gegen gesamten Plan, nicht gegen einzelne Flächen

Das Gerichtsurteil, das nicht anfechtbar ist, ist auch ein Fingerzeig für weitere Verfahren. Denn der 22. Senat, extra für Windenergie-Fälle gegründet, legt fest, dass Gegner einzelne Flächen eines Regionalplans im Grunde nicht beklagen können. Der Regionalplan Düsseldorf sei „nicht teilbar“, heißt es aus Münster.

Das würde wiederum bedeuten, dass eine Klage sich immer gegen den Regionalplan als Ganzes, mit allen festgelegten Flächen, richten muss. Hier wird die Argumentation aus lokaler Sicht dann schwierig bis unmöglich. Das OVG jedenfalls konnte keine Anzeichen dafür erkennen, dass der Regionalplan auch ohne

die vier Flächen im Reichswald auskommen und wirksam funktionieren könnte.

Eine logische Finesse buchstabierte der Senat dem Kreis Kleve dann auch noch. Ersatzweise nun den kompletten Regionalplan aushebeln zu wollen, würde dem „Rechtsschutzziel“ des Kreises zuwiderlaufen. Übersetzt sagt das Gericht der Klägerin sozusagen ein Eigentor voraus: Fiele der Regionalplan in Gänze, seien sofort im gesamten Bereich des Reichswaldes privilegiert Windturbinen rechtlich möglich. Denn Regionalplanung schließt über die ausgewiesenen Flächen weitere Windkraftprojekte in der Regel aus. Zumal die vier besagten Windkraftflächen, die 64 Hektar des Reichswaldes umfassen, vergleichsweise klein seien in Bezug auf die Gesamtgröße des Waldes von 5.000 Hektar.

Auch gegen die Bestimmung der Flächen als Beschleunigungsgebiete hatte das Gericht nichts einzuwenden. Im Landesplanungsgesetz sei inzwischen eine mögliche rechtliche Lücke getilgt. Außerdem hatte der Kreis Kleve gar nicht argumentiert, dass eine gesetzliche Voraussetzung fehlt.

Beim OVG in Münster liegt eine Reihe von Klagen gegen diverse Regionalpläne vor (wir berichteten). Dabei sind Gegner von Flächenausweisungen ebenso vorstellig geworden wie Streiter für weitere, in der Regionalplanung nicht berücksichtigte Gebiete. Eine Sprecherin des Gerichts sagte auf Anfrage dieser Redaktion, dass noch keine Termine für die weiteren Verfahren festgelegt seien. Auch ist offen, ob eine Behörde aus den Niederlanden gegen die Pläne im benachbarten Reichswald vorgehen will.

// VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG





Neue Einnahmequelle für Stadtwerke

Der Batteriespezialist Tesvolt baut nicht nur Co-Location-Speicherprojekte und Batterieparks, sondern bietet auch die Vermarktung des Stroms an der Börse und gleichzeitig die Teilnahme am Regulenergiemarkt 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 **eess 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



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Der Windpark Mannstein in der Gemeinde Olsberg im Hochsauerland. Quelle: MVV

Currenta sichert sich Strom aus MVV-Windpark

WINDKRAFT ONSHORE. Currenta bezieht künftig jährlich 41 Millionen kWh Windenergie aus dem MVV-Windpark Mannstein. Vier der sieben Windräder im Park erzeugen diesen Strom.

Der Chempark-Betreiber Currenta hat mit der MVV Trading GmbH ein Power Purchase Agreement (PPA) über die Lieferung von Strom aus erneuerbaren Energien abgeschlossen. Der Vertrag umfasst nach Unternehmensangaben jährlich 41 Millionen kWh Windstrom aus dem Windpark Mannstein und hat eine Laufzeit von fünf Jahren. Vier der insgesamt sieben Windenergieanlagen des Parks in der nordrhein-westfälischen Gemeinde Olsberg im Hochsauerland seien für die Belieferung von Currenta vorgesehen.

Der Windpark Mannstein verfügt über eine installierte Gesamtleistung von 24,15 Megawatt. Er besteht aus sieben Windenergieanlagen des Typs Vestas V126 mit einer Nennleistung von jeweils 3,45 Megawatt und einer Nabenhöhe von 137 Metern. Die erwartete jährliche Stromproduktion des gesamten Windparks liegt laut MVV bei rund 68 Millionen kWh. Die im Oktober 2024 in Betrieb genommene Anlage wurde von der MVV-Tochtergesellschaft Juwi geplant und realisiert.

Sarah Jungbauer, Leiterin Green Solutions bei MVV Trading, erklärte, PPAs bieten beiden Vertragsparteien Planungssicherheit und unterstützen den Umbau der Energieversorgung. Sie ermöglichen die Vermarktung von Grünstrom außerhalb staatlicher Fördermechanismen sowie eine langfristige Absicherung gegen Preisschwankungen.

Nach Angaben von Currenta soll der über das PPA bezogene Windstrom zur Versorgung von Kunden an den Chempark-Standorten eingesetzt werden. „Der Windstrom ermöglicht es uns, Kunden wie die Bayer AG an den Chempark-Standorten mit Strom aus erneuerbaren Energien zu versorgen“, so Matthias Gasten, Leiter Energy Trading & Dispatching bei Currenta.

Currenta managt und betreibt Chempark-Standorte in Leverkusen, Dormagen und Krefeld-Uerdingen. Das Unternehmen kümmert sich beispielsweise um die Rohstoff- und Energieversorgung vor Ort, das Umweltmanagement, die Infrastrukturleistungen sowie die Sicherheitskonzepte. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

SKYWORTH | Solavita

POWER WHERE LIFE HAPPENS

Your best friend of energy saving solutions

Meet **SKYWORTH Solar** at IntersolarEurope 2026

Hall A3.560

June 23-25, 2026

www.skyworthsolar.com

Solarstrompreis für Stahlwerk untersucht



Stahlwerk in Unterwellenborn. Quelle: Stahlwerk Thüringen GmbH

STUDIEN. Das Fraunhofer IOSB-AST hat für die Stahlwerk Thüringen GmbH die Wirtschaftlichkeit eines langfristigen Bezugs von Solarstrom untersucht und einen belastbaren Grenzpreis ermittelt.

Das Fraunhofer-Institut für Optronik, Systemtechnik und Bildauswertung, Angewandte Systemtechnik (Fraunhofer IOSB-AST) mit Sitz in Ilmenau hat die Wirtschaftlichkeit eines langfristigen Solarstrombezugs für die Stahlwerk Thüringen GmbH (SWT) analysiert. Ziel war es, den Grenzpreis zu bestimmen, bis zu dem sich ein Stromliefervertrag aus einem Solarpark für das Unternehmen wirtschaftlich lohnt.

Im Mittelpunkt der Untersuchung stand ein sogenanntes Pay-as-produced Power Purchase Agreement (PPA). Dabei liefert ein Betreiber erneuerbarer Energien den tatsächlich erzeugten Strom direkt an einen Abnehmer. Solche Verträge sollen Industrieunternehmen über lange Laufzeiten hinweg eine höhere Planungssicherheit bei den Stromkosten ermöglichen und sie teilweise von kurzfristigen Schwankungen an den Strombörsen entkoppeln.

Starke Bedarfsschwankung einkalkuliert

Für die SWT mit Sitz in Unterwellenborn stellte die Analyse besondere Anforderungen. Das Unternehmen produziert Profilstahl auf Basis von Elektrostahlverfahren und weist laut Fraunhofer einen stark schwankenden Strombedarf auf. Die Last könne innerhalb weniger Minuten um bis zu 60 MW variieren. Dadurch komme es selbst innerhalb eines 15-minütigen Abrechnungszeitraums sowohl zu Strombezug als auch zu Rückspeisungen ins Netz.

Nach Angaben von Steffi Naumann, Gruppenleiterin am Fraunhofer IOSB-AST, erfordert die Kombination aus stark schwankenden Lastgängen und langen Vertragslaufzeiten eine zeitlich hochaufgelöste sowie szenarienbasierte Analyse. „Nur auf dieser Grundlage lässt sich ein belastbarer Grenzpreis für ein PPA bestimmen“, sagte sie.

Um die Wechselwirkungen zwischen Stromverbrauch und Solarstromerzeugung möglichst realitätsnah abzubilden, entwickelte das Institut ein eigenes Simulationsverfahren. Da Wetter- und Strahlungsdaten üblicherweise nur in Intervallen von zehn Minuten vorliegen, ergänzten die Forscher diese Daten um eine modellierte minutengenaue Auflösung. Grundlage dafür waren laut Fraunhofer-Institut Messungen eines Strahlungsobservatoriums, deren statistische Eigenschaften auf die lokalen Wetterbedingungen übertragen wurden.

Zukunftsszenarien entwickelt

Gemeinsam mit dem Stahlwerk entwickelte das Institut mehrere Zukunftsszenarien für die Entwicklung der Strommärkte. Anschließend untersuchten die Wissenschaftler die Auswirkungen verschiedener Annahmen in einer Sensitivitätsanalyse. Die Ergebnisse wurden in einem interaktiven Dashboard zusammengeführt.

Nach Angaben des Fraunhofer IOSB-AST ergaben sich dabei je nach Szenario wirtschaftliche Grenzkostenpreise zwischen 20 und 70 Euro pro MWh. Mithilfe einer Bewertungsmatrix gewichteten die Projektpartner die Eintrittswahrscheinlichkeiten der einzelnen Szenarien und leiteten daraus einen finalen Grenzpreis für die SWT ab. Dieser soll als Grundlage für weitere Verhandlungen über einen langfristigen Stromliefervertrag dienen.

Frank Wagner, Leiter Produktion bei der Stahlwerk Thüringen GmbH, bezeichnete die Untersuchung als wichtige Grundlage für die künftige Energiebeschaffung des Unternehmens. PPAs könnten zwar Planungssicherheit schaffen, zugleich bestehe jedoch das Risiko einer schwer vorhersehbaren Entwicklung der Energiepreise über lange Vertragslaufzeiten hinweg. Die wissenschaftliche Analyse habe belastbare Ergebnisse für die Bewertung dieser Unsicherheiten geliefert.

Negative Strompreise vermeiden

Als größtes wirtschaftliches Risiko identifizierte die Untersuchung negative Strompreise. Nach Angaben des Fraunhofer IOSB-AST könnte eine Vertragsklausel, die eine Abschaltung der PV-Anlage sowie den Wegfall der Vergütung bei negativen Preisen vorsieht, das Risiko für das Stahlwerk deutlich reduzieren.

Darüber hinaus bewerteten die Wissenschaftler den Einsatz eines Batteriespeichers. Die Analyse kommt laut Institut zu dem Ergebnis, dass sich ein Speicher unter der Annahme weiterhin volatiler Strommärkte wirtschaftlich betreiben ließe. Die Erlöse würden dabei nicht allein aus der Nutzung des selbst erzeugten Solarstroms stammen, sondern auch aus Handelsgeschäften am Spotmarkt. Ein Batteriespeicher könne daher auch unabhängig von einem PPA wirtschaftlich sinnvoll sein.

Die Stahlwerk Thüringen GmbH produziert in Unterwellenborn Profilstahl und Stahlschwellen für internationale Märkte. Das Unternehmen verfolgt das Ziel, bis 2040 klimaneutralen Stahl herzustellen.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Deutsche Batterieproduktion auf Wachstumskurs



Quelle: Shutterstock

STROMSPEICHER. Die Batterieproduktion in Deutschland erreichte 2025 einen Höchststand. Gleichzeitig wächst die Sorge über die starke Abhängigkeit von asiatischen Lieferketten.

Die deutsche Batterieindustrie hat 2025 einen deutlichen Wachstumsschub verzeichnet. Der Produktionswert von Lithium-Ionen-Batterien stieg gegenüber dem Vorjahr um 28 Prozent auf 4,6 Milliarden Euro. Über alle Batteriechemien hinweg erhöhte sich der Produktionswert auf 8,1 Milliarden Euro und erreichte damit ein neues Allzeithoch. Nach dem schwächeren Jahr 2024 setzt die Branche damit ihren Wachstumskurs fort. Die Zahlen, die der Verband der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI) jetzt veröffentlicht hat, umfassen sowohl Batterien als auch Batteriezellen.

Getragen wird die Entwicklung vor allem vom dynamischen Hochlauf der Elektromobilität sowie von der anhaltend hohen Nachfrage nach stationären Energiespeichern. Beide Segmente gelten auch für das laufende Jahr als zentrale Wachstumstreiber. Vor dem Hintergrund des Ausbaus erneuerbarer Energien gewinnt die Speichertechnologie zunehmend an Bedeutung für die Stabilisierung und Flexibilisierung der Energiesysteme.

Auch insgesamt entwickelte sich der deutsche Batteriemarkt positiv. Mit einem Volumen von 22,4 Milliarden Euro lag er rund 9 Prozent über dem Vorjahreswert und näherte sich wieder dem Rekordniveau von 2023 an. Maßgeblich verantwortlich für diese Entwicklung waren Lithium-Ionen-Batterien.

Trotz der positiven Marktdaten sieht die Branche die Wettbewerbsfähigkeit des europäischen Batterieökosystems unter Druck. Nach Angaben des ZVEI bleibt China mit Importen von rund elf Milliarden Euro der wichtigste Lieferant Deutschlands. Die Einfuhren aus der Volksrepublik stiegen 2025 um 25 Prozent, während die Importe aus anderen europäischen Ländern zurückgingen. Insgesamt importierte Deutschland Batterien im Wert von rund 22 Milliarden Euro. Dabei handelt es sich vorwiegend um Zellen, während man bei der Fertigung von Modulen im Inland relativ stark aufgestellt ist. Der Export deutscher Batterien ging leicht um 2,5 Prozent auf 7,8 Milliarden Euro zurück. Wichtigster Absatzmarkt bleibt Europa mit einem Anteil von knapp 70 Prozent. Besonders deutlich fiel der Rückgang der Ausfuhren nach Asien aus.

Nach Einschätzung der Branche zeigt sich vor allem bei Lithium-Ionen-Zellen eine hohe Abhängigkeit von asiatischen Lieferketten. Unterbrechungen der Versorgung könnten erhebliche Folgen für strategisch wichtige Bereiche wie Rechenzentren, industrielle Anwendungen oder die Verteidigungsindustrie haben. Vor diesem Hintergrund unterstützt die Batterieindustrie die Ziele des europäischen Net Zero Industry Act, der bis 2030 eine deutlich größere Zellproduktion innerhalb Europas vorsieht.

Begrüßt wird vom ZVEI auch die stärkere Förderung der Batterieforschung durch die Bundesregierung. Für den erfolgreichen Aufbau einer wettbewerbsfähigen Industrie seien jedoch langfristig verlässliche Rahmenbedingungen erforderlich. „Die Batterieindustrie steht am Scheideweg: Wenn es jetzt nicht gelingt, gute Rahmenbedingungen und einen fairen Wettbewerb zu schaffen, sowie eine Strategie für unser Batterieökosystem zu entwickeln, könnten wir die industrielle Batterieproduktion auf dem europäischen Kontinent unwiederbringlich verlieren“, warnte Gunther Kellermann, Geschäftsführer des ZVEI-Fachverbands Batterien. // [VON GÜNTER DREWNITZKY](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)

Neuer E-Wirtschafts-Präsident: Alles für den Kundennutzen



Michael Baminger, neuer Präsident von Oesterreichs Energie. Quelle: Salzburg AG

ÖSTERREICH. Michael Baminger, nun Präsident von Oesterreichs Energie, setzt auf noch mehr Fairness und Transparenz. Der Ausbau der erneuerbaren Energien bedürfe eines nationalen Schulterschlusses.

„Alles, was wir tun, muss letztlich unseren Kunden nützen“, betonte Michael Baminger, der neue Präsident des österreichischen Elektrizitätswirtschaftsverbands Oesterreichs Energie, am 16. Juni vor der Presse in Wien.

Der 1982 geborene Baminger wurde am 15. Juni einstimmig für drei Jahre in seine Funktion gewählt. Hauptberuflich ist der Vertriebsfachmann seit 2023 Vorstandssprecher der Salzburg AG. Laut Baminger wird Österreichs Strombranche versuchen, den „Krisenmodus“ der vergangenen Jahre hinter sich zu lassen, die durch Herausforderungen von der Corona-Pandemie über die Energiepreissteigerungen im Umfeld des Kriegs in der Ukraine bis zum Krieg im Nahen Osten geprägt waren. Im Vordergrund stehe nun, sich noch intensiver auf die Interessen der Kunden zu konzentrieren. Laut einer von Baminger präsentierten Gallup-Umfrage liegt dabei erstmals die Bezahlbarkeit des Stroms an der ersten Stelle, die bislang stets die Versorgungssicherheit inne hatte. Nachholbedarf habe die Branche beim Preis-Leistungs-Verhältnis, bei der Fairness sowie der Transparenz, die in der Umfrage am schlechtesten bewertet wurden.

Baminger konstatierte, hinsichtlich der Bezahlbarkeit gehe es längerfristig darum, die Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien zu steigern. Mittelfristig hilfreich seien unter anderem Erleichterungen bei den regulatorischen Vorgaben, etwa, was die Details der Rechnungslegung betreffe.

Die Generalsekretärin von Oesterreichs Energie, Barbara Schmidt, konstatierte, am schnellsten wirkten Senkungen der Steuer auf den Energieverbrauch: „Für 2026 hat die Politik diese auf das EU-weit zulässige Minimum reduziert. Ob und wie sich das dauerhaft finanzieren lässt, wissen wir leider nicht.“ Heuer erfolgt die Gegenfinanzierung mit einer Sonderdividende des Stromkonzerns Verbund von 400 Millionen Euro. Baminger ergänzte, die E-Wirtschaft habe angesichts mannigfaltiger politischer Maßnahmen wie der Abschöpfung sogenannter „Übergewinne“ zur Sanierung des Bundesbudgets „eine gewisse Resilienz gegen Gegenfinanzierungen entwickelt“.

Zur Kritik der Bundeswettbewerbsbehörde sowie des Regulators E-Control an angeblich wettbewerbsbehindernden wechselseitigen Beteiligungen der Energieunternehmen stellte Baminger fest, dieses Problem werde überschätzt: „Nach unserer Beobachtung haben die Eigentumsverhältnisse keine signifikanten Auswirkungen auf den Wettbewerb.“

„Ausgesprochen große Erleichterung“

Hinsichtlich des Ausbaus der erneuerbaren Energien äußerte sich Baminger erfreut über den Beschluss des Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungs-Gesetzes (EABG) am 11. Juni. Vor allem das „überragende öffentliche Interesse“ an Kraftwerks- sowie Leitungsprojekten könne sich als hilfreich erweisen. „Es wird aber weiter einen umfassenden Interessenausgleich geben“, versicherte Baminger: „Natur- und Umweltschutz haben auch künftig einen hohen Stellenwert.“

Positiv beurteilte Baminger auf Anfrage der Redaktion die Feststellung Wirtschaftsminister Wolfgang Hattmannsdorfers von der konservativen Österreichischen Volkspartei (ÖVP), die Regierung werde keinen Zins auf die Nutzung öffentlicher (Fließ-)Gewässer („Wasserzins“) einführen. Hattmannsdorfer hatte dies am 16. Juni bei einer Podiumsdiskussion über die österreichische Industriestrategie betont. Baminger konstatierte, dies sei eine „ausgesprochen große Erleichterung“. Die Wasserkraft sei nun einmal die bei

weitem wichtigste Technologie zur Stromerzeugung in Österreich. Sowohl bei Neubauten als auch bei der Modernisierung von Anlagen bestünden erhebliche Potenziale: „Ein Wasserzins wäre daher ein Schuss ins eigene Knie.“

Österreichweiter Schulterchluss

Baminger resümierte, Oesterreichs Energie wolle weiterhin „im besten Sinne beratend“ für alle mit energiewirtschaftlichen Fragen befassten Interessengruppen tätig sein. Die Energiewende lasse sich nur mit einem „österreichweiten Schulterchluss“ bewältigen. // VON KLAUS FISCHER

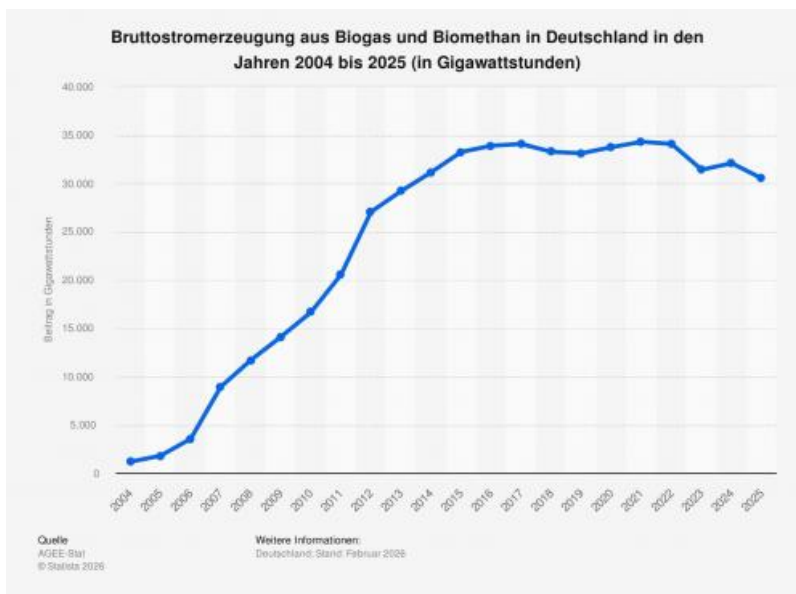
[^ Zum Inhalt](#)

Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan bis 2025



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

Die Statistik mit Daten des Umweltbundesamtes zeigt die Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Biogas (inkl. Biomethan) in Deutschland in den Jahren 2004 bis 2025. Im Jahr 2025 wurden rund 30,5 Terawattstunden Strom in Biogasanlagen in Deutschland erzeugt. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK



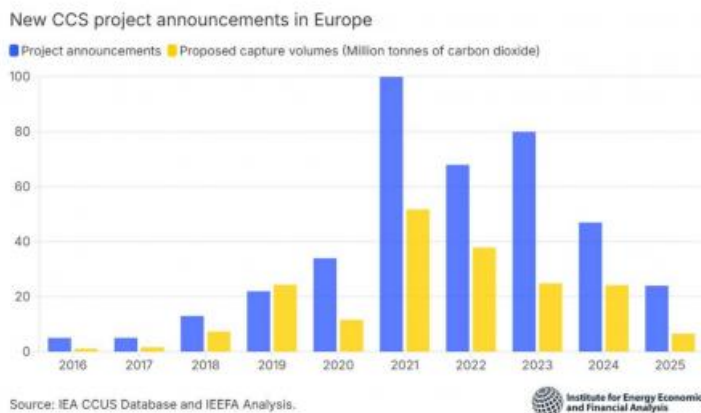
Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

CCS in Europa rückläufig

KLIMASCHUTZ. Ein Bericht hat Projekte für die Abscheidung und Lagerung von CO₂ in Europa untersucht. Der rasche Aufschwung lahm.

Sollte es je einen CCS-Boom in Europa gegeben haben, so ist dieser schon wieder vorbei – Stand heute. Dies schreibt das Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA), eine in Ohio (USA) ansässige Denkfabrik, die die wirtschaftlichen Auswirkungen von Energie- und Infrastrukturprojekten untersucht.

Die Zahl von Projekten zur Abscheidung, zum Transport und zur Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, kurz CCS) ist in Europa rückläufig. Auch die Zahl neuer Ankündigungen sei in den vergangenen Jahren deutlich zurückgegangen, während gleichzeitig mehr Vorhaben gestrichen worden seien, heißt es in dem Bericht.



Zur Vollansicht auf die Grafik klicken

Quelle: IEEFAS

Zwischen 2018 und 2023 wurden laut IEEFA insgesamt 317 europäische CCS-Projekte angekündigt.

Getrieben wurden diese durch die europäischen Klimaziele, steigende CO₂-Preise im EU-Emissionshandel sowie zahlreiche Förderprogramme auf europäischer und nationaler Ebene.

Die Zahl neuer CCS-Projekte erreichte 2021 mit 100 Ankündigungen ihren Höhepunkt. 2025 wurden nur noch 24 neue Vorhaben registriert. Noch deutlicher fiel der Rückgang bei den geplanten CO₂-Abscheidemengen aus. Diese sanken laut IEEFA von 52 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 2021 auf lediglich 7 Millionen Tonnen CO₂ im Jahr 2025.

„Die Zahl neuer CCS-Projekte in Europa ist in den vergangenen drei Jahren deutlich zurückgegangen“, schreibt IEEFA-Analyst Andrew Reid. Die Entwicklung werfe die Frage auf, ob CCS in dem Umfang bereitgestellt werden könne, den die europäischen Dekarbonisierungsstrategien voraussetzen.

Zu den prominentesten abgesagten Vorhaben zählen die Wasserstoffprojekte „H₂Teesside“ in Großbritannien mit geplanten 2 Millionen Tonnen abgeschiedenem CO₂ sowie „H₂M Eemshaven“ (1,8 Millionen Tonnen CO₂) in den Niederlanden. Als Gründe nannten die Projektentwickler unter anderem eine schwache Wasserstoffnachfrage, Planungsprobleme und unsichere Förderbedingungen.

Nach Einschätzung des IEEFA bleiben zudem die wirtschaftlichen Hürden erheblich. Die Kosten für CO₂-Abscheidung, Transport und Speicherung liegen je nach Anwendung zwischen 133 und 244 US-Dollar je Tonne CO₂. Damit übersteigen sie den aktuellen CO₂-Preis in Höhe von aktuell 80 Euro pro Tonne im europäischen Emissionshandel deutlich. Ohne zusätzliche staatliche Unterstützung fehlten vielen Industrieunternehmen die wirtschaftlichen Anreize für Investitionen in CCS.

Reid weist darauf hin, dass CCS in Europa durchaus eine Rolle spielen könne. Vor allem für Zement- und Kalkhersteller sowie die Chemie- und Abfallwirtschaft gelte die Technologie weiterhin als wichtiger Baustein zur Reduzierung schwer vermeidbarer Emissionen. Die aktuelle Entwicklung zeige jedoch, dass der Hochlauf langsamer verläuft als viele politische Strategien bislang annehmen. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Autofahrer bei bidirektionalem Laden noch skeptisch



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

STROMNETZ. Eine Studie zeigt: Die Bekanntheit des bidirektionalen Ladens steigt, die Begeisterung bei den Autofahrern für die Technologie hält sich jedoch in Grenzen.

Bidirektionales Laden gilt als vielversprechende Lösung für die Integration der Elektromobilität in die Energiesysteme. Fahrzeuge können dabei über die Wallbox nicht nur Strom aufnehmen, sondern ihn auch in Gebäude oder ins Netz zurückspeisen. Netzbetreiber und Energieversorger verbinden damit die Hoffnung, Flexibilitätspotenziale zu erschließen und die Netze zu entlasten. Mehrere Pilotprojekte, beispielsweise von Transnet BW, Tennet, Eon, EWE oder Bayernwerk sammeln bereits praktische Erfahrungen.

Eine aktuelle Untersuchung des Marktforschungsunternehmens „USCALE“ zeigt allerdings, dass die Akzeptanz auf Kundenseite deutlich hinter den Erwartungen vieler Marktakteure zurückbleibt. Für die „Bidirectional Charging Study 2026“ wurden rund 10.000 Personen in Deutschland, Großbritannien, Frankreich, den Niederlanden und Schweden befragt.

Die Ergebnisse verdeutlichen zunächst eine überraschend hohe Bekanntheit der Technologie. Unter E-Auto-Fahrern mit privatem Stellplatz wissen 38 Prozent, was bidirektionales Laden bedeutet. Weitere 34 Prozent haben zumindest davon gehört. Selbst unter Verbrennerfahrern kennt jeder Fünfte die Technologie.

Wenn es konkret wird, verlieren viele das Interesse

Auf den ersten Blick erscheint auch das Interesse am Thema groß. Mehr als die Hälfte der befragten E-

Auto-Fahrer kann sich grundsätzlich vorstellen, bidirektionales Laden zu nutzen. Sobald jedoch konkrete Investitionen, mögliche Erträge und praktische Anforderungen gegenübergestellt werden, sinkt die Zahl der tatsächlich erreichbaren Kunden erheblich. Am Ende bleibt mit 17 Prozent der heutigen E-Autofahrer eine vergleichsweise kleine Zielgruppe übrig, die meint, dass sich die Technologie für sie rechnet.

Zu den wichtigsten Motivatoren, sich mit dem bidirektionalem Laden zu befassen, zählen neben zu erwartenden Kosteneinsparungen die Affinität zu innovativer Technik sowie ökologische Aspekte. Im Bereich Vehicle-to-Home spielen zudem die Nutzung von Photovoltaikstrom und das Gefühl größerer Energieunabhängigkeit eine wichtige Rolle.

Als erhebliche Hemmnisse werden gesehen: Hohe Investitionen in geeignete Ladeinfrastruktur, Angst vor negativen Auswirkungen auf die Batterie, Skepsis hinsichtlich der technologischen Reife sowie Sorge vor zusätzlichem organisatorischem Aufwand.

Für Energieversorger und andere Marktakteure ergibt sich, so folgern die Stuttgarter Marktforscher, ein klarer Handlungsauftrag: Gefragt seien wirtschaftlich attraktive Geschäftsmodelle, transparente Erlösversprechen und integrierte Angebote, die Fahrzeug, Ladeinfrastruktur und Garantieleistungen miteinander verbinden. Die technische Verfügbarkeit allein reicht nicht aus, um einen Massenmarkt zu schaffen.

„Die Technologie ist bereit, aber bidirektionales Laden löst vor allem ein Problem der Energieversorger mit dem stockenden Netzausbau. Ohne die Nutzer geht die Rechnung nicht auf“, sagt Uscale-Geschäftsführer Axel Sprenger. „Die Studie macht deutlich: Der Erfolg des bidirektionalen Ladens wird weniger von der Technik als von der Überzeugungskraft der Marktangebote abhängen.“ // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Brennende Windkraftanlage legt Zugverkehr stundenlang lahm



Eine Windkraftanlage in Bönen ist ausgebrannt. Quelle: Feuerwehr Bönen

WINDKRAFT ONSHORE. Nach dem Brand an einer Windkraftanlage im westfälischen Bönen beginnt die Suche nach der Ursache. Das Feuer in Gondel und an einem Rotor hatte spürbare Folgen für den Bahnverkehr.

Ein Feuer hat eine betagte Windenergieanlage im westfälischen Bönen unbrauchbar gemacht. Der Brand an der Vestas-Turbine betraf Maschinenhaus und einen Rotor. Weil die Anlage in der Nähe der Bahnstrecke steht, die Hamm und Dortmund verbindet, fuhren über mehrere Stunden keine Züge auf dieser Verbindung.

Die Maschine des Typs V-90 stammt aus dem Jahr 2007. Im kommenden Jahr hätte sie das für die Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz relevante Alter von 20 Jahren erreicht. Dann läuft die feste Vergütung aus. Die Ursache für den Brand ist noch ungeklärt. Ob ein technischer Defekt den Brand ausgelöst hat, ist Gegenstand der nun beginnenden Untersuchungen.

Der Betreiber Zehnte Windpark Support GmbH aus Berlin hat Medienberichten zufolge den Weiterbetrieb und den Ersatz der beschädigten Teile angekündigt. Der Turm soll demnach keinen Schaden genommen haben.

Erste Meldungen über starke Rauchentwicklung an der Anlage hatte es am 14. Juni in den Mittagsstunden gegeben. Die örtliche Feuerwehr rückte aus, konnte aber in den Brand in 95 Metern (Naben-)Höhe nicht eingreifen. Den unmittelbaren Bereich um die Anlage, die eine von vier baugleichen Turbinen ist, sperrten die Einsatzkräfte ab. Die Deutsche Bahn ließ zudem über annähernd fünf Stunden keine Züge auf dem

Streckenabschnitt fahren, die betroffenen Ruhrgebietslinien mussten Umleitungen nehmen.

Das Feuer ging nach etwa zweieinhalb Stunden von selbst aus. Nach Angaben der Bönener Feuerwehr habe es offenbar kein brennbares Material mehr gegeben. Üblicherweise verfügt eine Anlage dieses Typs mit Getriebe über etwa 300 Liter Getriebeöl. Wegen der Rauchentwicklung hatten die Behörden zeitweise einen Warnhinweis an die Bevölkerung ausgesprochen und empfohlen, die Fenster vorsorglich geschlossen zu halten.

Daneben geriet auch ein Rotor in Brand. Vom Flügel brachen nach und nach Teile ab, die den Boden verunreinigten. Wie stark das Erdreich und die landwirtschaftlich genutzten Flächen betroffen sind, sollten Untersuchungen der Kreisverwaltung Unna ergeben. Für die Bahnstrecke war zu klären, ob Teile des Rotors auch die Schienen in Mitleidenschaft gezogen hatten. Erst als diese Gefahr nicht mehr bestand, lief der Zugverkehr wieder. Einen angrenzenden, asphaltierten Feldweg gab die Gemeinde Bönen am 17. Juni wieder frei. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Der Hauptstiz der Thüga in München. Quelle: Thüga AG

Thüga setzt auf Kapital und Kooperationen

BILANZ. Die Investitionen der Thüga-Gruppe bleiben hoch, während die Erträge aus Beteiligungen deutlich steigen. Neue Finanzierungswege sollen die Energiewende unterstützen.

Die mehr als 100 Unternehmen der Thüga-Gruppe investierten 2025 insgesamt 3,9 Milliarden Euro in die kommunale Energieversorgung. Gleichzeitig erhöhten sich die Erträge aus Beteiligungen der Münchner Thüga AG auf 422,2 Millionen Euro. Das sind 53,2 Millionen Euro mehr als im Vorjahr.

„Die Energiewende geschieht vor Ort – und unsere Partnerunternehmen setzen sie Tag für Tag um“, so der Vorstandsvorsitzende Constantin H. Alsheimer in einer Mitteilung der Thüga. Die kommunalen Energie- und Wasserversorger der Gruppe bauten Netze aus, investierten in erneuerbare Energien und trieben die Wärmewende voran. „Genau diese operative Stärke zeigt sich auch in unseren Zahlen“, betont Alsheimer.

Nach Angaben der Thüga beruht der Anstieg des Beteiligungsergebnisses vor allem auf höheren Ausschüttungen und Ergebnisabführungen einzelner Beteiligungsgesellschaften. Die Partnerunternehmen der Gruppe versorgen rund neun Millionen Menschen in Deutschland mit Energie und Wasser.

Beim Thüga-Holding-Konzern entwickelte sich das operative Ergebnis dagegen rückläufig. Das bereinigte Ergebnis vor Zinsen und Steuern (EBIT) sank auf 440,6 Millionen Euro. Im Vorjahr hatte es noch 598,8 Millionen Euro betragen. Die Gesamtkapitalrendite verringerte sich von 14,8 auf 10,1 Prozent.

Rethmann: „Kein Ausdruck operativer Schwäche“

„Der Rückgang resultiert im Wesentlichen aus der im Vergleich zum Vorjahr niedrigeren Wertfortschreibung der nach der Equity-Methode bilanzierten Partnerunternehmen – und ist nicht Ausdruck operativer Schwäche“, erklärte Finanzvorständin Anne Rethmann. Die finanzielle Basis sei robust, die Kapitalstruktur solide und die Investitionsfähigkeit weiterhin gegeben.

Die Investitionen des Holding-Konzerns gingen 2025 leicht zurück. Sie beliefen sich auf 139,4 Millionen Euro nach 148,5 Millionen Euro im Jahr zuvor. Der Schwerpunkt habe auf Kapitalmaßnahmen bei Beteiligungsunternehmen gelegen, darunter zwei größere Stadtwerke. Die Thüga verfügt laut Rethmann

weiterhin über eine solide Kapitalstruktur und ausreichenden Spielraum für Investitionen.

Finanzierung rückt in den Fokus

Mit Blick auf die kommenden Jahre sieht die Thüga die Finanzierung der Energiewende als eine der zentralen Herausforderungen für kommunale Energieversorger. Rethmann verwies auf eine Studie von PwC Deutschland und der Förderbank KfW. Demnach müssen Energieversorger bis 2045 insgesamt 535 Milliarden Euro in Strom- und Gasverteilnetze sowie die netzgebundene Wärmeversorgung investieren.

„Das Know-how für die Transformation haben die kommunalen Unternehmen – es darf nicht am Kapital scheitern“, so die Finanzvorständin. Deshalb entwickelt die Thüga nach eigenen Angaben zusätzliche Finanzierungsinstrumente. Dazu zählen Working-Capital-Lösungen, Bürgerbeteiligungsmodelle sowie Finanzierungsstrukturen, die Investitionen außerhalb der Bilanz des jeweiligen Stadtwerks ermöglichen. Aktuell arbeitet das Unternehmen an einer Plattform, die geeignete Projekte von Partnerunternehmen bündeln soll.

Thüga will mehr Zusammenarbeit der Stadtwerke

Parallel dazu will die Thüga ihr Strategieprogramm „Horizont+ 2030“ weiter vorantreiben. Ziel des Programms ist es, die Zusammenarbeit innerhalb des Verbunds auszubauen und gemeinsame Lösungen schneller umzusetzen. „Unsere Aufgabe ist nicht nur, Beteiligungen zu halten, sondern die Leistungsfähigkeit im Verbund zu verbessern“, erklärte Alsheimer.

Alsheimer sieht in der Zusammenarbeit der Partnerunternehmen einen wichtigen Hebel für die Umsetzung der Energiewende. Um gemeinsame Projekte voranzubringen, hat die Thüga vier Regionalleiter eingesetzt. Sie sollen den Austausch vor Ort stärken und regionale Vorhaben koordinieren.

Auch gemeinsame Plattformen gewinnen nach Angaben des Unternehmens an Bedeutung. Die Thüga-Abrechnungsplattform soll künftig für 33 Unternehmen eine standardisierte und automatisierte Abwicklung ermöglichen. Darüber hinaus arbeitet die Gruppe an einer Vertriebsplattform. Sie soll zusätzliche Skaleneffekte schaffen und die Wettbewerbsfähigkeit der Partnerunternehmen stärken.

Das Gemeinschaftsunternehmen Regioladen+ bündelt inzwischen die Ladeinfrastruktur von 18 kommunalen Energieversorgern mit rund 1.000 Ladepunkten. Bei einer Ausschreibung für Schwerlast-Ladeinfrastruktur in Baden-Württemberg erhielt die Gesellschaft nach Angaben der Thüga den Zuschlag für 14 Standorte. // [VON DAVINA SPOHN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIETREFFPUNKT

DAS KARRIEREPORTAL FÜR DIE ENERGIEWIRTSCHAFT

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

Energetechnik Erneuerbare Energien Energiemanagement

☎ 08152 93 11 88 🌐 www.energietreffpunkt.de

Sinkendes Ergebnis zum Führungswechsel in Gütersloh



Quelle: Pixabay / Bruno Germany

BILANZ. Übergabe mit Ungewissheiten: Die Stadtwerke Gütersloh haben 2025 noch ein kleines Plus erwirtschaftet. Davon kann der bald antretende Geschäftsführer jedoch nicht unbedingt ausgehen.

Die Stadtwerke Gütersloh haben im vergangenen Jahr schlechtere Geschäfte gemacht. Weil auch der Rückkauf von Unternehmensanteilen, die die Stadtwerke Bielefeld zuletzt hielten, Auswirkungen auf die Bilanz hatte, blieben den Ostwestfalen 700.000 Euro in der Kasse. Das ist gegenüber 2024 (2,63 Millionen Euro) ein Minus von rund 72 Prozent. Der Umsatz ging von gut 210 Millionen Euro auf 193 Millionen Euro zurück (minus 8 Prozent).

Auch die Aussichten für das laufende Jahr sind nicht gerade rosig: Der Jahresüberschuss werde „deutlich“ unter dem Niveau von 2025 liegen, heißt es im nun veröffentlichten Geschäftsbericht. Damit lastet eine Hypothek auf dem bevorstehenden Amtsantritt von Dirk Thole, der am 1. Juli den Interims-Geschäftsführer Dietmar Spohn ablösen wird (wir berichteten).

Hauptgrund für den weiteren Ergebnissrückgang dürfte das Gasgeschäft sein. Denn hier gehen die Stadtwerke laut Bericht von einem Einbruch von 832,2 Millionen kWh (2025) auf nur noch 540 Millionen kWh aus. Das ist ein Minus von fast 30 Prozent. Als Grund nennt Gütersloh den Verlust eines „großen Sondervertragskunden“. Der Rückgang um 4,8 Prozent von 2024 (874,3 Millionen kWh) auf 2025 hatte bereits beim Gas Umsatzverluste von 1,2 Millionen Euro mit sich gebracht. Das Millionendefizit dürfte hier weiter anwachsen.

Im Geschäftsfeld Strom rechnen die Stadtwerke im laufenden Jahr mit einem stabilen Ergebnis und einem Absatz von wiederum 225 Millionen kWh wie 2025. Aber auch das ist gegenüber 2024 (rund 300 Millionen kWh) mit Einbußen verbunden, die Kai Breiter, Prokurist und Leiter Kaufmännische Dienste, auf 18,3

Millionen Euro beziffert. Der geringere Absatz von Strom ist auch im Verlust eines Großkunden begründet. Strom bleibt mit 91,3 Millionen Euro Umsatz dennoch die stärkste Säule der Gütersloher.

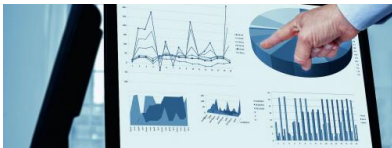
Die Stadtwerke selbst haben zwar 2025 keinen finanziellen Beitrag zum Rückkauf der von Bielefeld gehaltenen Anteile leisten müssen. Dennoch belasten Ausgaben in diesem Zusammenhang die Bilanz. 2,4 Millionen Euro fielen zusätzlich an Grunderwerbssteuer an, zudem gab Gütersloh 600.000 Euro für Beratungskosten aus. Das sind in Summe also 3 Millionen Euro, die fehlen.

Die Stadtwerke betonen, ein „zuverlässiger Versorger in herausfordernden Zeiten“ zu sein. Dafür seien auch die Investitionen ein Zeichen. Sie fielen mit 28,2 Millionen Euro etwas niedriger aus als 2024 (30,5 Millionen Euro) und gingen vornehmlich in die Bereiche Verkehr (9,5 Millionen Euro), Breitband (7,8 Millionen Euro) und Strom (5,6 Millionen Euro). Die Anzahl der Beschäftigten lag mit 539 nahezu stabil (2024: 538).

Perspektivisch sieht Dietmar Spohn eine Kompensation für das darbende Gasgeschäft. Mehr Wärmepumpen als Ersatz für Gasheizungen sowie der Ausbau der Elektromobilität würden zu mehr Stromabsatz führen. Spohn sagt mit Blick auf seine anderthalb Jahre als Geschäftsführer, dass es „bereits in einigen Bereichen gelungen“ sei, die Unternehmensgruppe für die Zukunft zu positionieren. Sein Nachfolger Dirk Thole werde diesen andauernden Weg „mit großem Engagement und höchster Expertise“ fortsetzen. // **VON VOLKER STEPHAN**

[^ Zum Inhalt](#)

Schwacher Wind, positives Ergebnis



Quelle: Fotolia / alexmat46

BILANZ. Die Prokon Regenerative Energien eG hat im vergangenen Geschäftsjahr einen Millionenüberschuss erwirtschaftet – trotz schwacher Windverhältnisse.

Die Energiegenossenschaft Prokon hat einen Jahresüberschuss von 6,1 Millionen Euro im Geschäftsjahr 2025 erwirtschaftet und damit weniger als die 8,6 Millionen Euro im Vorjahr. Trotzdem bleibt Prokon auch im achten Jahr in Folge profitabel und trotz schwacher Windverhältnisse dividendenfähig. Der Bilanzgewinn liegt bei 5,5 Millionen Euro und damit ebenfalls unter dem Vorjahreswert von 7,74 Millionen Euro.

Die Mitglieder der Prokon Regenerative Energien eG haben auf ihrer Generalversammlung am 13. Juni einer Dividendenzahlung von 5,5 Millionen Euro zugestimmt. „2025 war kein einfaches Jahr für die Windenergie“, sagte Henning von Stechow, Vorstandsvorsitzender der Prokon Regenerative Energien eG. „Umso wichtiger ist das Signal: Prokon steht wirtschaftlich stabil da. Wir konnten ein positives Ergebnis erzielen, unsere Eigenkapitalbasis stärken und unseren Mitgliedern eine Dividende zahlen.“

Die Prokon eG erwirtschaftete 2025 einen Umsatz von 82,6 Millionen Euro (2024: 83 Millionen Euro). Die Erlöse aus Einspeisevergütungen gingen auf 45,2 Millionen Euro zurück. Das Unternehmen führt dies auf die schwachen Windverhältnisse zurück. Andere Geschäftsbereiche entwickelten sich dagegen positiv. Die Erlöse aus dem Energiehandel stiegen auf 17,4 Millionen Euro. Die Projekterlöse lagen bei knapp 12 Millionen Euro. Hinzu kamen sonstige betriebliche Erträge von 16,2 Millionen Euro.

Auch die Kapitalbasis der Genossenschaft entwickelte sich positiv. Das Geschäftsguthaben der Mitglieder erhöhte sich von 256,5 Millionen Euro auf 266,4 Millionen Euro. Die Eigenkapitalquote stieg um vier Prozentpunkte auf 52,7 Prozent. Zum Jahresende 2025 zählte Prokon 41.558 Mitglieder. Nach Angaben des Vorstands leistete die Entwicklung der Mitgliederbasis einen wesentlichen Beitrag zur Finanzierung der Geschäftstätigkeit.

Konzern profitiert von mehreren Geschäftsfeldern

Die Prokon-Gruppe erzielte 2025 einen Umsatz von 116,4 Millionen Euro und lag damit leicht über dem Vorjahreswert. Rückläufige Erlöse aus der Windstromerzeugung wurden durch höhere Umsätze in der Projektentwicklung, im Baugeschäft und im Energiehandel ausgeglichen. Der Konzernjahresüberschuss betrug 4,3 Millionen Euro. Die Eigenkapitalquote lag zum Jahresende bei 48,2 Prozent.

Im Projektgeschäft erhielt Prokon im vergangenen Jahr Genehmigungen für Windenergievorhaben mit einer Gesamtleistung von 131 MW. Für weitere Projekte mit 124 MW sicherte sich das Unternehmen Zuschläge in Ausschreibungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz.

Zudem gewinnt das Repowering bestehender Standorte an Bedeutung. Im Windpark Fleetmark sollen acht neue Anlagen elf ältere Windenergieanlagen ersetzen. Für die kommenden Jahre erwartet Prokon weiterhin anspruchsvolle Marktbedingungen. Das Unternehmen verweist auf volatile Strompreise, Netzengpässe, steigende Kosten sowie langwierige Genehmigungsverfahren. Hinzu kommen Unsicherheiten über die künftige Ausgestaltung der Energiepolitik. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

EVO beendet Pelletproduktion in Offenbach



Luftaufnahme des Offenbacher Pelletwerks.
Quelle: EVO

WÄRME. Die Energieversorgung Offenbach AG (EVO) stellt die Produktion in ihrem Pelletwerk zum Jahresende ein. Die Anlage sei auf Dauer nicht wirtschaftlich weiterzubetreiben, heißt es.

Am 31. Dezember 2026 ist Schluss mit der Pelletherstellung auf dem Offenbacher „Innovationscampus“. Schon im Jahr darauf soll die Anlage demontiert werden. Ausschlaggebend für die Entscheidung sind, wie die EVO mitteilt, vor allem deutlich gestiegene Rohstoff- und Logistikkosten bei „gleichzeitig dauerhaft schwierigen Absatzpreisen“. So müssten die Sägespäne, die für die Produktion benötigt werden, extern beschafft und nach Offenbach transportiert werden.

Nicht zuletzt habe sich der Wärmemarkt in den vergangenen Jahren spürbar verändert: Wärme werde zunehmend elektrisch mit Hilfe von Wärmepumpen erzeugt. Unter diesen Bedingungen sei ein wirtschaftlicher Weiterbetrieb des Werks dauerhaft nicht möglich.

Die EVO hat nach eigenen Angaben verschiedene Optionen für eine Fortführung des Werks geprüft. Im Ergebnis habe sich jedoch keine tragfähige wirtschaftliche Perspektive gezeigt. „Die Entscheidung zur Schließung ist uns nicht leichtgefallen“, so Unternehmenssprecher Harald Hofmann. „An den Mitarbeitern lag es nicht. Es lag an den schwierigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.“

Die EVO-Gruppe beschäftigt insgesamt rund 690 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und hat in den vergangenen Jahren mehr als 40 zusätzliche Stellen geschaffen – vor allem im Bereich Netze. Von der Stilllegung des Pelletwerks sind 17 Beschäftigte betroffen. Für sie werden, wie es von Unternehmensseite heißt, sozialverträgliche und individuelle Lösungen angestrebt. Dazu gehöre die Prüfung interner Beschäftigungsmöglichkeiten in der Gruppe, verlässliche Übergangsregelungen und Unterstützung bei der beruflichen Neuorientierung.

Mit der Werksschließung ergeben sich allerdings auch neue Perspektiven im Innovationspark: Dort könnten nach dem Abbruch der Anlage andere Unternehmen angesiedelt werden. Das Grundstück gehört der

Stadtwerke-Tochter „INNO GmbH“, die für die Entwicklung, Erschließung und Vermarktung des Areals verantwortlich ist. // [VON GÜNTER DREWNITZKY](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Metrify und Grid X bündeln Smart-Meter- und HEMS-Rollout



Quelle: Shutterstock / jamesteohart

WÄRME. Metrify und Grid X bieten gemeinsam ein Paket aus intelligentem Messsystem, Steuereinheit und Home-Energy-Management-System für Energieversorger und Installationsbetriebe an.

Metrify und Grid X haben eine Kooperation für den deutschen Markt vereinbart. Der wettbewerbliche Messstellenbetreiber und der Anbieter von Home-Energy-Management-Systemen (HEMS) wollen gemeinsam eine integrierte Lösung aus intelligentem Messsystem (iMSys), Steuereinheit und HEMS bereitstellen. Das Angebot richtet sich an Energieversorger sowie unabhängige Installationsbetriebe und soll die Umsetzung regulatorischer Anforderungen zur Steuerbarkeit dezentraler Energieanlagen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und § 9 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) unterstützen.

Nach Angaben der Unternehmen reagieren sie damit auf die bislang häufig getrennt ablaufenden Prozesse bei Bestellung, Installation und Inbetriebnahme intelligenter Messsysteme. Diese hätten in der Praxis zu längeren Umsetzungszeiten geführt. Durch die Bündelung von Messsystem, Steuerungseinheit und HEMS sollen die einzelnen Prozessschritte stärker aufeinander abgestimmt werden.

Perspektivische Vermarktung von Haushaltsflexibilitäten

Die Zusammenarbeit baut auf bestehenden Geschäftsbeziehungen zwischen Metrify, dem Installations- und Plattformanbieter Greenblocks sowie Grid X auf. Im Rahmen des neuen Modells übernimmt Metrify die Installation von intelligentem Messsystem und Steuereinheit bei Endkunden von Energieversorgern oder Installationsbetrieben. Anschließend erfolgt nach Unternehmensangaben eine automatisierte technische Meldung an den jeweiligen Verteilnetzbetreiber.

Die Installation des HEMS liegt bei den beteiligten Installationsbetrieben. Sie übernehmen zudem die Meldung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG unter Verwendung der Marktlokations-Identifikationsnummer des jeweiligen Haushalts. Die Eon-Tochtergesellschaft Grid X stellt die Vernetzung sowie die Steuerungs- und Optimierungsfunktionen für die angeschlossenen Anlagen bereit.

Die Lösung steht laut den Unternehmen ab sofort bundesweit für Energieversorger und Installationsbetriebe zur Verfügung. Ziel sei ein standardisierter Installationsprozess mit klar definierten Verantwortlichkeiten zwischen den beteiligten Marktakteuren.

Für Energieversorger soll die Bündelung der Leistungen insbesondere die Koordination zwischen Messstellenbetrieb, Installation und Inbetriebnahme vereinfachen. Auch für Installationsbetriebe sehen die Partner Vorteile. Durch abgestimmte Prozesse und eine gemeinsame technische Verifizierung von Kopplung, Konformität und Kommunikationsverbindungen sollen zusätzliche Vor-Ort-Termine und Rückfragen reduziert werden. Grundlage dafür seien bereits erprobte Abläufe aus bestehenden Projekten.

Über den eigentlichen Steuerungsrollout hinaus richtet sich der Blick der Partner auf die Einbindung von Haushaltsflexibilitäten in Energiemärkte. In Deutschland seien inzwischen Millionen Wärmepumpen, Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge installiert. Viele dieser Anlagen seien bislang weder an ein intelligentes Messsystem noch an ein HEMS angebunden. Perspektivisch soll die gemeinsame Infrastruktur daher die Voraussetzung schaffen, um steuerbare Anlagen in Haushalten zu bündeln und

deren Flexibilität an Day-Ahead- und Intraday-Märkten zu vermarkten. Grid X plant nach eigenen Angaben, entsprechende Flexibilitäten künftig zu aggregieren. // [VON FRITZ WILHELM](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Thermondo kooperiert mit Kommunen für Wärmewende



Quelle: Shutterstock / JPC-PROD

WÄRME. Der Heizungs- und Photovoltaikanbieter Thermondo arbeitet künftig direkt mit Kommunen und Stadtwerken zusammen, um die kommunale Wärmeplanung im Eigenheimbestand umzusetzen.

Die kommunale Wärmeplanung kommt in Deutschland nur langsam voran. Der Berliner Heizungs- und Photovoltaikanbieter Thermondo will deshalb künftig Städte, Gemeinden und Stadtwerke bei der praktischen Umsetzung unterstützen. Das Unternehmen erweitert sein Geschäftsmodell und bietet kommunalen Akteuren an, den Einbau von Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen, Batteriespeichern und Wallboxen im Eigenheimbestand zu übernehmen.

Laut Thermondo richtet sich das Angebot insbesondere an Kommunen, die ihre Wärmeplanung bereits begonnen haben oder künftig auf dezentrale Versorgungslösungen setzen wollen. Dafür hat das Unternehmen nach eigenen Angaben einen eigenen Geschäftsbereich aufgebaut und erste Kooperationen gestartet.

Ein erstes Projekt läuft seit Mai in Leinfelden-Echterdingen in Baden-Württemberg. Die Stadt hatte gemeinsam mit dem Technologieunternehmen Vreed und dem Stadtplanungsbüro MVV Regioplan eine Bündelungsaktion für Wärmepumpen initiiert. Mehrere Haushalte können sich dabei koordiniert für einen Heizungstausch entscheiden. Nach Angaben von Thermondo setzte sich das Unternehmen in einem Auswahlverfahren gegen mehr als 20 Wettbewerber durch und wurde gemeinsam mit einem regionalen Handwerksbetrieb als Installationspartner ausgewählt.

Im Rahmen der laufenden Aktion erhalten derzeit mehr als 160 Interessenten Angebote für Wärmepumpen. Eine zweistellige Zahl von Hauseigentümern hat laut Thermondo bereits einen Auftrag erteilt. Die Installationen sollen in den kommenden Wochen erfolgen.

Pilotprojekt in Baden-Württemberg

Bereits im Jahr 2025 hatte die Thermondo-Tochter Febesol an einem ähnlichen Projekt in Leinfelden-Echterdingen teilgenommen. Nach Unternehmensangaben installierte Febesol dort knapp 100 Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher und Wallboxen.

Felix Plog, Geschäftsführer von Thermondo, sieht die größte Herausforderung der kommunalen Wärmeplanung nicht in der Erstellung der Konzepte, sondern in deren Umsetzung. Mit digitalen Prozessen, festangestellten Teams und standardisierten Abläufen wolle das Unternehmen Kommunen dabei unterstützen, die Energiewende im Gebäudebestand schneller voranzubringen.

Das Unternehmen wirbt damit, dass Städte und Gemeinden von einer Entlastung bei Planung und Beratung sowie der Interaktion mit den Bürgern profitieren könnten. Stadtwerke könnten ihr Angebot erweitern, ohne eigene Handwerkskapazitäten aufbauen zu müssen. Hauseigentümer erhielten Beratung, Fördermittelservice, Installation und Wartung aus einer Hand.

Als Hintergrund verweist Thermondo auf den politischen Rahmen der Wärmeplanung. Mit der geplanten

Novelle des Wärmeplanungsgesetzes sollen Kommunen mit bis zu 15.000 Einwohnern künftig vereinfachte Verfahren nutzen können. In vielen dieser Gemeinden werde die Wärmepumpe aufgrund fehlender Fernwärmepotenziale die zentrale Technologie für die Wärmeversorgung sein.

Das Unternehmen sieht darin ein erhebliches Marktpotenzial. Nach Angaben des Bundesamtes für Bau-, Stadt- und Raumordnung hatten Ende 2025 erst 13 Prozent der Kommunen ihre Wärmeplanung abgeschlossen. Weitere 48 Prozent befanden sich zu diesem Zeitpunkt in der Bearbeitung.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Deutz und HDC Solutions kooperieren bei Energieversorgung



Quelle: Deutz AG

UNTERNEHMEN. Der Motorenhersteller Deutz und HDC Solutions haben eine Kooperation für Energieversorgungssysteme von kritischen Infrastrukturen vereinbart. Im Fokus stehen Notstromlösungen.

Der Kölner Motoren- und Energiesystemhersteller Deutz hat eine Partnerschaft mit dem Ingolstädter Unternehmen HDC Solutions vereinbart. Ziel der Zusammenarbeit ist die Entwicklung von Energieversorgungssystemen für kritische Infrastrukturen sowie militärische Anwendungen im In- und Ausland, teilte Deutz am 16. Juni mit. HDC Solutions hat sich auf resiliente Energie- und Mobilitätssysteme spezialisiert.

Die Unternehmen wollen ihre jeweiligen Kompetenzen zusammenführen, heißt es dazu in der Mitteilung. Deutz bringt demnach Energieerzeuger, Speicher sowie Integrationskompetenz für Hardware ein. HDC Solutions steuert Software für die Steuerung und Priorisierung von Energieströmen in mobilen und stationären Anwendungen bei. Die Systeme sollen eine kontinuierliche Energieversorgung auch bei Störungen oder Ausfällen sicherstellen.

Die Unternehmen begründen den Bedarf an solchen Lösungen mit der steigenden Verwundbarkeit von Energieinfrastrukturen. Neben großflächigen Stromausfällen verweisen sie auf hybride Bedrohungsszenarien, bei denen Versorgungseinrichtungen und Netzinfrastruktur zu Angriffszielen werden können.

Wachsende Bedeutung der Energieversorgungssicherheit

„Moderne Bedrohungslagen und zunehmende Elektrifizierung erfordern heute mehr als simple Backup-Power-Lösungen. Gefragt sind intelligente Systeme, die komplexe Energieströme im Ernstfall steuern, priorisieren und absichern,“ erklärte Deutz-CEO Sebastian Schulte.

Vor diesem Hintergrund gewinnen Systeme zur dezentralen Energieversorgung, Energiespeicherung und Laststeuerung für Betreiber kritischer Infrastrukturen sowie für militärische Nutzer an Bedeutung. Die Kooperation von Deutz und HDC Solutions zielt darauf ab, entsprechende Lösungen als integrierte Systeme bereitzustellen.

Auch ein erstes Ergebnis der Zusammenarbeit konnten die beiden Firmen bereits vorstellen. Es ist das Energiemanagementsystem „GridCube“. Es verbindet und steuert laut Deutz unterbrechungsfrei beliebig

Energiequellen sowie Speichersysteme mit unterschiedlichen Verbrauchern in einer dezentralen Architektur. Auch das öffentliche Stromnetz kann als Energiequelle eingebunden werden. Dieses System wurde in Zusammenarbeit mit dem Institut für Thermodynamik und nachhaltigen Antriebssystemen (ITNA) der Technischen Universität Graz entwickelt.

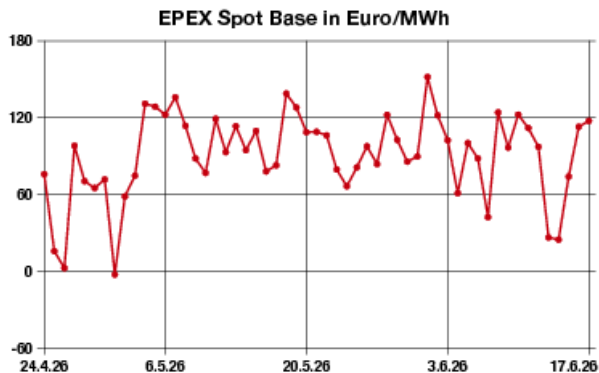
Deutz verfolgt das Ziel, im Segment „Defense“ bis 2030 einen Umsatz von mindestens 300 Millionen Euro zu erreichen. Die Partnerschaft soll dazu beitragen, integrierte Systeme für Bundesliegenschaften, kritische Infrastrukturen und militärische Einrichtungen anzubieten.

HDC Solutions wurde 2024 gegründet und entwickelt Software- und Hardwarelösungen für die Planung, Steuerung und Optimierung von Energiesystemen. Das Unternehmen ging als Spin-off der Universität der Bundeswehr München hervor und richtet sein Angebot unter anderem an Betreiber militärischer Einrichtungen sowie Kritischer Infrastrukturen. // [VON HEIDI ROIDER](#)

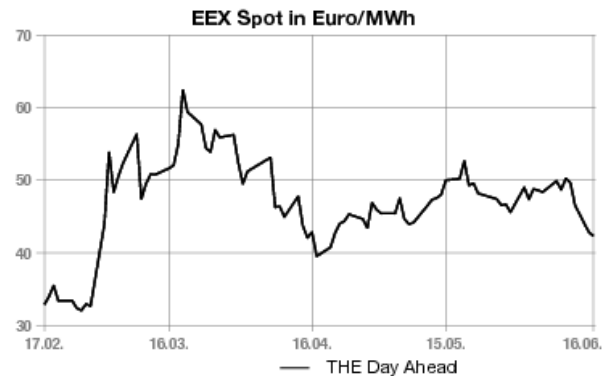
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



LNG-Sorgen bremsen Preisrückgang



Quelle: E&M

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

Die Energiepreise haben am Dienstag weiter unter dem Eindruck des Rahmenabkommens zwischen den USA und dem Iran gestanden, mit dem der Irankrieg beendet werden soll. Öl gab weiter deutlich nach, doch bei Gas setzte eine Konsolidierung ein, zumal die niedrigen Speicherstände und die kriegsbedingte Verknappung bei LNG die Preise stützen. Strom und CO₂ zeigten sich leichter.

An den Märkten ebbt die Erleichterung über den bevorstehenden Iran-US-Vertrag etwas ab. Details dazu treffen zwar schrittweise ein, die Börsen wollen aber auch eine gelungene Umsetzung sehen. Im Fokus steht eine gefahrlose Passage von Tankern durch die Straße von Hormus. Innerhalb der nächsten ein bis zwei Wochen sollen dort täglich rund 40 bis 50 Schiffe passieren können.

Strom: Tendenziell leichter hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag gezeigt. Die Strompreise spiegelten damit das geringere Preisniveau der Primärenergieträger und von CO₂ wider. Der Day-ahead gewann allerdings um 4,75 Euro auf 118,00 Euro je Megawattstunde im Base und um 2,25 Euro auf 94,25 Euro je Megawattstunde im Peak. An der Börse wurde die Grundlast mit 117,63 Euro ermittelt, die Spitzenlast mit 94,11 Euro.

Händler verwiesen auf die wenig veränderten Beiträge der erneuerbaren Energien aus Wind und Solar. Die Meteorologen von Eurowind prognostizieren für den Berichtstag 20,4 Gigawatt, am Mittwoch sollen 19,7 Gigawatt anfallen. Für die Folgetage rechnet Eurowind mit nur unwesentlich höheren Beiträgen der Erneuerbaren. Die Wetterdienste prognostizieren für Deutschland ab Donnerstag eine Hitzewelle, die jedoch ab Mitte der kommenden Woche abklingen dürfte. Am langen Ende gab das Strom-Frontjahr um 0,60 Euro auf 92,31 Euro nach.

CO₂: Schwächer haben sich die CO₂-Preise am Dienstag präsentiert. Der Dec 26 verlor bis gegen 13.41 Uhr um 0,64 Euro auf 79,38 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 12,4 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 80,45 Euro, das Tief bei 79,11 Euro. Am Vortag hatte der Markt oberhalb von 80 Euro geschlossen, fiel jedoch am Berichtstag wieder unter diese Marke zurück.

Ursache für die Abgaben am Berichtstag dürfte das Abklingen der Euphorie sein, welche die Energiemärkte nach der Rahmenübereinkunft zwischen den USA und dem Iran prägte. Belastend auf die Preise dürften

sich auch neue Wetterprognosen auswirken, denen zufolge die erwartete Hitzewelle in Europa nur von kurzer Dauer sein dürfte.

Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben sich am Dienstag etwas fester gezeigt. Der Frontmonat Juli am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.30 Uhr um 0,275 Euro auf 42,400 Euro je Megawattstunde. Der Day-ahead am deutschen THE notierte unverändert bei 42,800 Euro je Megawattstunde.

Wenig überraschend ist der europäische Gaspreis nach der Ankündigung eines Rahmenabkommens zwischen den USA und dem Iran deutlich gefallen. Am Berichtstag zeichnet sich allerdings eine Konsolidierung ab. Auch wenn der Preis infolge der Nachricht um etwa 9 Prozent und seit letztem Freitag um fast 15 Prozent nachgegeben hat, liegt der TTF-Referenzpreis weiter deutlich über dem Vorkriegsniveau. Es besteht Skepsis darüber, wie schnell LNG-Tanker die Straße von Hormus wieder passieren könnten und wie rasch die LNG-Produktion in der Golfregion wieder anlaufen werde, so die Analysten der Commerzbank.

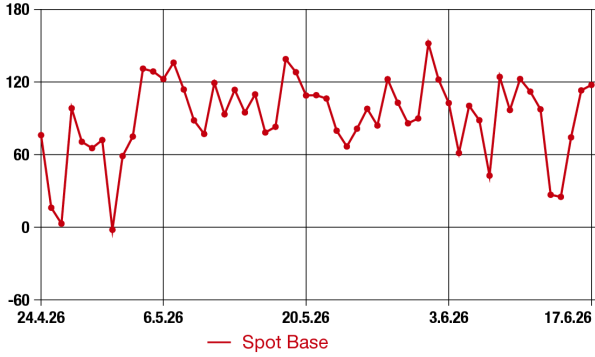
Für Aufwärtsdruck dürfte zudem der im historischen Vergleich niedrige Gasspeicherfüllstand sorgen, der in Europa derzeit bei etwa 44 Prozent liegt und damit rund 15 Prozentpunkte unter dem Fünfjahresdurchschnitt. Auch eine höhere LNG-Nachfrage aus Asien infolge hoher Temperaturen im Zusammenhang mit El Nino wird immer wahrscheinlicher und spricht dafür, dass der europäische Gaspreis in den kommenden Monaten hoch bleiben dürfte. // VON CLAUD-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

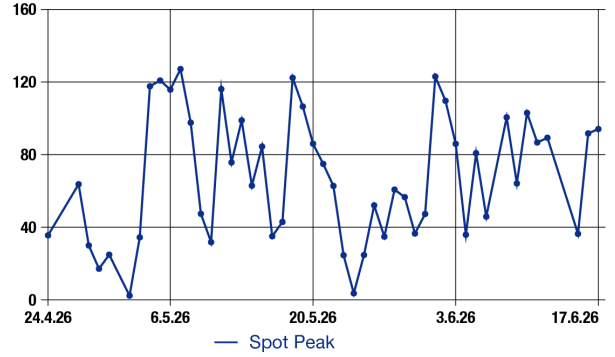
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

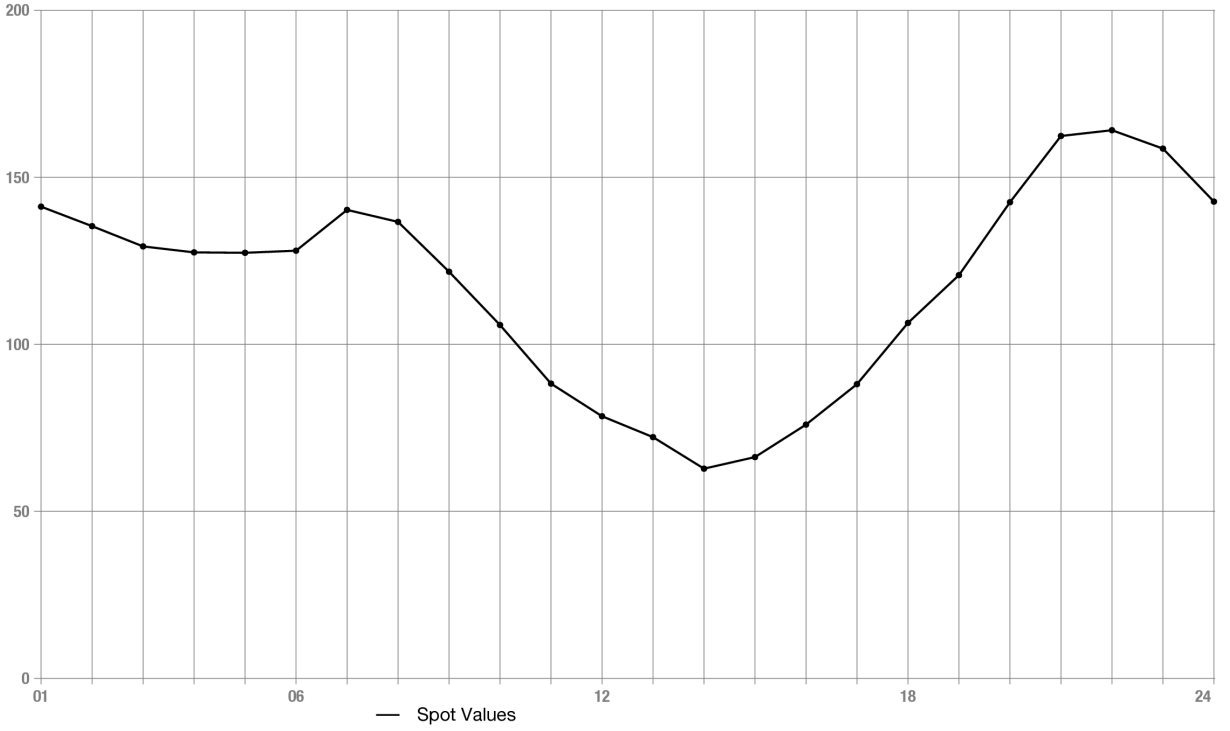
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

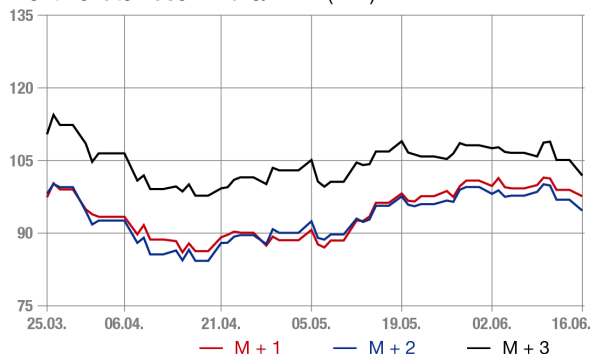
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	16.06.26	German Power Jul-2026	97,63
M2	16.06.26	German Power Aug-2026	94,66
M3	16.06.26	German Power Sep-2026	101,90
Q1	16.06.26	German Power Q3-2026	98,02
Q2	16.06.26	German Power Q4-2026	113,44
Q3	16.06.26	German Power Q1-2027	109,53
Y1	16.06.26	German Power Cal-2027	92,32
Y2	16.06.26	German Power Cal-2028	80,54
Y3	16.06.26	German Power Cal-2029	74,19

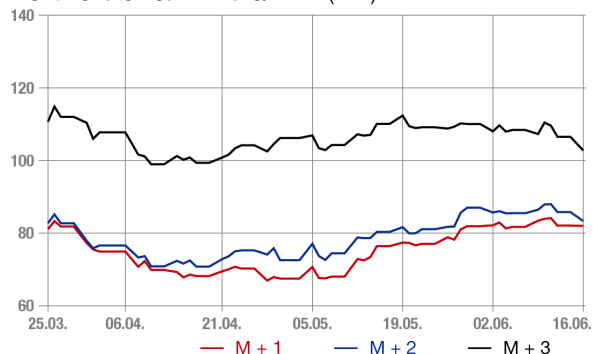
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	16.06.26	German Power Jul-2026	82,01
M2	16.06.26	German Power Aug-2026	83,35
M3	16.06.26	German Power Sep-2026	102,77
Q1	16.06.26	German Power Q3-2026	89,36
Q2	16.06.26	German Power Q4-2026	138,77
Q3	16.06.26	German Power Q1-2027	126,94
Y1	16.06.26	German Power Cal-2027	97,32
Y2	16.06.26	German Power Cal-2028	86,20
Y3	16.06.26	German Power Cal-2029	80,13

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



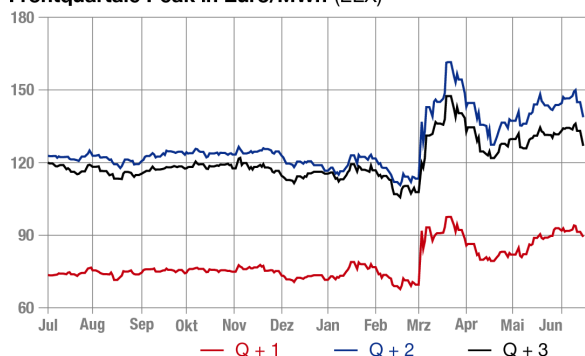
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



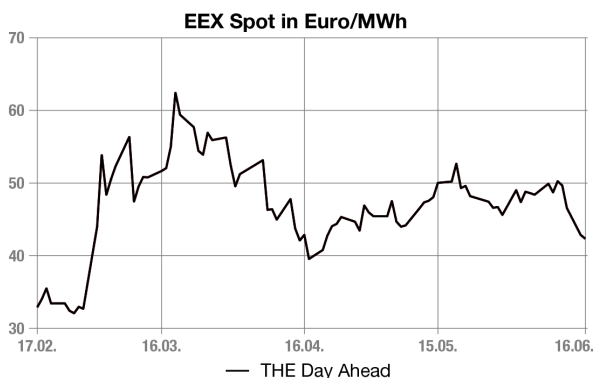
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



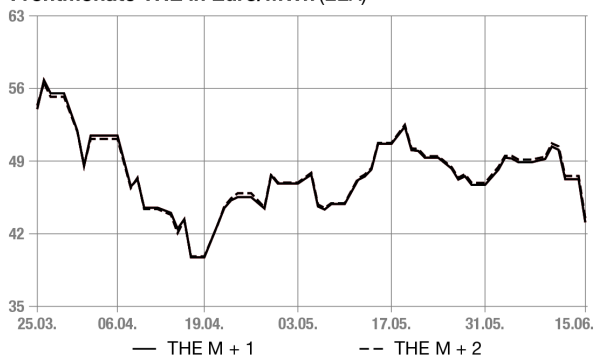
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	15.06.26	German THE Gas Jul-2026	43,10
M2	15.06.26	German THE Gas Aug-2026	43,50
Q1	15.06.26	German THE Gas Q3-2026	43,45
Q2	15.06.26	German THE Gas Q4-2026	43,92
S1	15.06.26	German THE Gas Win-2026	43,48
S2	15.06.26	German THE Gas Sum-2027	34,40
Y1	15.06.26	German THE Gas Cal 2027	36,54
Y2	15.06.26	German THE Gas Cal 2028	28,97



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



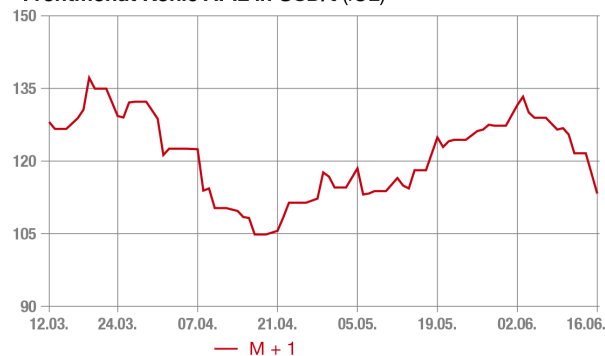
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	16.06.26	117,63	EUR/MWh
Germany Spot peak	16.06.26	94,11	EUR/MWh
EUA Juni	16.06.26	78,81	EUR/tonne
Coal API2 Juni 2026	16.06.26	125,90	USD/tonne

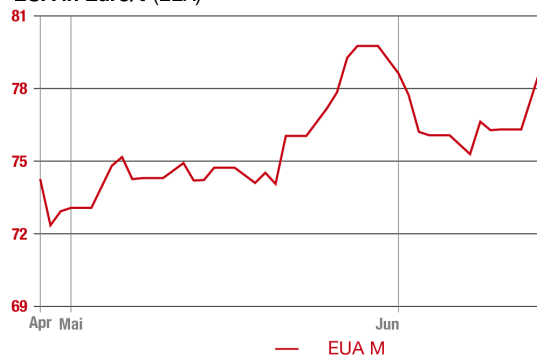
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	16.06.26	42,34	EUR/MWh
German THE Gas Jul-2026	15.06.26	43,10	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	15.06.26	36,54	EUR/MWh
Crude Oil Brent Aug-2026	16.06.26	78,96	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Elektromeisterin Mittelspannungsnetz - Netzbetrieb (a*)

Was du bewegst Zu deinen Hauptaufgaben gehören das Instandhalten und Schalten von Betriebsmitt...
in Hamburg (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

Freie Mitarbeit Weiterbildung



Teamleiter*in Service & Sicherheit (Fahrgastmanagement)

Teamleiter*in Service & Sicherheit (Fahrgastmanagement) 50933 Köln Vollzeit Unbefristet Komm ins ...
in Köln

vor 2 h

Projektleitung Festanstellung Weiterbildung / Betriebsarzt



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

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

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit



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

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

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit



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




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




vor 2 h



Minijob Flexible Arbeitszeit




[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**
 

 Über E&M	 E&M Anzeigen-Vertrieb	 E&M Mediadaten	 E&M Zeitung
 E&M Termine	 E&M Shop	 E&M Firmendatenbank	 E&M Glossar

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:

