



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**138,4 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**59,55 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZITAT DES TAGES

„Grüner Wasserstoff wird nicht allein durch bessere Technik wirtschaftlicher, sondern auch durch intelligenten Betrieb.“

STROMNETZ

Kosten für
Netzengpass-
Management
gesunken

STROMSPEICHER

Hamburger Encavis
investiert weiter in
Italien

BILANZ

Uniper steigert
Halbjahresergebnis

Jonas Petzschmann vom ZSW zu den Plänen mit den Stadtwerken Stuttgart. Zusammen wollen die Partner eine KI-gestützte Software für den Betrieb von Elektrolyseuren entwickeln.

Inhalt

TOP-THEMA

→ **POLITIK:** BWO fordert Nachbesserungen an Offshore-Wind-Novelle

POLITIK & RECHT

- **STROM-KRISENVORSORGE:** Erste Plattformversion für Winter geplant
- **PHOTOVOLTAIK:** Solarausbau in NRW geht zum zweiten Mal in Folge zurück
- **WINDKRAFT ONSHORE:** Ein Bundesland wird Windpark-Betreiber auf Landesflächen
- **FINANZIERUNG:** Bund startet Förderung für grüne Binnenschifffahrtskorridore

HANDEL & MARKT

- **STROMNETZ:** Kosten für Netzengpass-Management gesunken
- **REGENERATIVE:** Marktwert für Solarstrom sinkt wieder
- **MOBILITÄT:** Elektroautos gewinnen weiter Marktanteile
- **GAS:** Warum die Gassuche am Ammersee vorerst pausiert

TECHNIK

- **STROMSPEICHER:** Hamburger Encavis investiert weiter in Italien
- **IT:** KI entscheidet über Einsatz der Elektrolyseure in Stuttgart
- **STATISTIK DES TAGES:** Geothermienutzung zur Bruttostromerzeugung

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** Uniper steigert Halbjahresergebnis
- **BETEILIGUNG:** Neue Gesellschaft übernimmt deutsche Windparks
- **REGENERATIVE:** Commerz Real übernimmt Pangaea-Fonds
- **STROMSPEICHER:** Eco Stor startet Bau von Großspeicher in Wengerohr

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energiemärkte zeigen sich uneinheitlich

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

BWO fordert Nachbesserungen an Offshore-Wind-Novelle



Quelle: Trianel

POLITIK. Ausbleibende Gebote, gestoppte Projekte: Die Offshore-Windenergie sucht Auswege nach den jüngsten Rückschlägen. Zwei Verbände reagieren nun auf die Inhalte der Gesetzesnovelle.

Grundsätzlich zustimmend, aber mit weitergehenden Forderungen reagiert der Bundesverband Windenergie Offshore (BWO) auf den Referentenentwurf zur Novellierung des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG). Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat den Entwurf am 10. August in die einwöchige Anhörung durch die Fachverbände gegeben.

Die Novelle gilt als dringend erforderlich, um neue Unsicherheiten und wirtschaftliche Risiken bei Offshore-Projekten zu beseitigen. In jüngerer Vergangenheit waren Ausschreibungen für Windenergie-Flächen auf See ohne Gebote geblieben. Erschwerend kommt hinzu, dass Unternehmen mit Zuschlag – wie Total Energies und die BP-Tochter Jera Nex – ihre finale Investitionsentscheidung zurückhalten (wir berichteten).

Dies ist nichts anderes als die Vorstufe für einen Rückzug aus den Projekten. Für die Rückgabe der Konzessionen gibt es allerdings im Moment keine tragbare Regelung. Zu klären ist nicht zuletzt, wie mit den mehr als 16 Milliarden Euro, die der Bund durch die Auktionierung der Flächen vorab eingenommen hat, umzugehen ist. Andererseits monieren die Unternehmen, dass zum Beispiel nicht von ihnen zu verantwortende Verzögerungen beim Netzanschluss und andere Rahmenbedingungen eine Realisierung stark erschwerten.

Differenzverträge grundsätzlich – und nicht als Notlösung

Das BMWE wolle mit der Novelle einen verlässlichen Investitionsrahmen schaffen, heißt es im Entwurf. Die erfolglosen Ausschreibungen im Jahr 2025 seien ein Zeichen dafür, dass „Investitionsbedingungen verbessert werden müssen und Investoren ein Signal für langfristige finanzielle Planungssicherheit brauchen“. Das Gesetz solle für Projekte „eine weitgehende Marktintegration als auch eine angemessene Absicherung angesichts steigender Unsicherheiten und der aktuellen Kostenentwicklung“ gewährleisten.

Der BWO hat nach einer ersten Durchsicht des Referentenentwurfs mit einer vorläufigen Einschätzung reagiert. Die fällt positiv aus, bemängelt aber den weiterhin fehlenden Rückgabemechanismus, wenn Unternehmen von Projekten zurücktreten wollen. Der BWO sieht in einem von ihm ausgearbeiteten

Vorschlag keinen „Freifahrtschein“ für Investoren, da sie geleistete Zahlungen nicht zurückerhielten. Die sofortige Neuausschreibung „ist besser als ein ungeordnetes Scheitern nach Jahren“, so BWO-Geschäftsführer Stefan Thimm.

Kernpunkt der Novelle ist die erstmalige Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen (CfD) als Absicherungsinstrument. CfD sehen Unter- und Obergrenzen für den möglichen Ertrag vor, Ausgleichszahlungen bei Unter- und Überschreiten eingeschlossen. Der BWO sieht darin eine Möglichkeit, langfristige Planungssicherheit zu erhalten und „verlorenes Vertrauen in den deutschen Markt zurückzugewinnen“.

Als hinderlich empfindet der Verband allerdings das geplante zweistufige Ausschreibungsmodell. Ein CfD ist laut Entwurf erst dann vorgesehen, wenn kein Unternehmen ein Projekt ohne Absicherung realisieren will. Die Absicherung dürfe nicht zur Notlösung werden, kritisiert der BWO. „Offshore-Windparks sind Milliardenprojekte mit langen Realisierungszeiten. Das Ausschreibungsdesign muss deshalb Risiken beherrschbar machen – nicht denjenigen belohnen, der bereit ist, die größten Risiken einzugehen“, so Stefan Thimm.

Grundsätzlich erhält das Ministerium von Katherina Reiche (CDU) Zustimmung für das unveränderte Ziel, die Offshore-Windenergie bis 2045 auf mindestens 70.000 MW auszubauen – bei einem Ausschreibungspfad von jährlich 2.000 bis 4.800 MW. Der BWO bewertet es zudem als positiv, die Betriebsdauer neuer Offshore-Windparks von 25 auf 35 Jahre zu verlängern.

Sicherstellen eines verlässlichen Ausschreibungspfades

Auch der Windindustrie- und Wasserstoffverband (WAB) findet es grundsätzlich begrüßenswert, dass „nun endlich“ ein Entwurf vorliege. Ab dem Jahr 2027 müsse ein verlässlicher Ausschreibungspfad für Offshore-Windparks sichergestellt sein, heißt es in einer Mitteilung.

WAB-Geschäftsführer Markus Nölke verweist darin auf die aktuellen Hitzewellen und die Gefahr für konventionelle Kraftwerke durch das Ausbleiben von Kühlwasser aus Flüssen. Die Windenergie an Land und auf See benötige dieses nicht. Umso wichtiger sei der beschleunigte Ausbau auch der Offshore-Windenergie für ein resilientes Energiesystem. Laut Nölke stehe die intensive Prüfung des Referentenentwurfs durch den WAB noch aus. (vs) // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Gebäude der Bundesnetzagentur in Bonn. Quelle: Bundesnetzagentur

Erste Plattformversion für Winter geplant

STROM-KRISENVORSORGE. Die Bundesnetzagentur nennt erstmals einen Zeitplan für ihre Sicherheitsplattform Strom. Sie soll ab Winter 2026/2027 für gesetzlich definierte Mangellagen einsatzfähig sein.

Die Bundesnetzagentur will ab dem Winter 2026/2027 ein erstes funktionsfähiges System der „Sicherheitsplattform Strom“ bereitstellen. Die Zielmarke nennt die Behörde neuerdings auf ihrer Internetseite zur Krisenvorsorge.

Die Plattform ist nicht für den regulären Netzbetrieb gedacht. Ziel ist es, im Krisenfall die Kommunikation und Koordination zwischen Behörden, Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern sowie stromintensiven Unternehmen zu verbessern. Die Sicherheitsplattform soll für einen staatlich festgestellten Krisenfall nach dem Energiesicherungsgesetz (EnSiG) zur Verfügung stehen. Nach Angaben der Bundesnetzagentur geht es ausschließlich um Zeiten, in denen die Bundesregierung die Notfallstufe ausruft und den Krisenfall per Rechtsverordnung feststellt.

Das EnSiG setzt dafür eine hohe Schwelle: Demnach muss die Energieversorgung unmittelbar gefährdet oder gestört sein und sich durch marktgerechte Maßnahmen nicht rechtzeitig oder nur mit unverhältnismäßigen Mitteln sichern lassen. Eingriffe sind auf das unbedingt erforderliche Maß zu beschränken. Wirtschaftliche Betätigung soll möglichst wenig beeinträchtigt werden.

Im Krisenfall könnte die Bundesnetzagentur knappe Strommengen hoheitlich verteilen und Verbrauchsreduzierungen verfügen. Die Plattform selbst nimmt aber keine technischen Schalthandlungen vor, betont die Behörde. Die Umsetzung bliebe bei den Adressaten, wodurch die Netzbetreiber für die Systemsicherheit verantwortlich blieben.

Registrieren sollen sich alle Stromnetzbetreiber sowie Verbraucher mit mehr als 8 GWh Jahresverbrauch je Entnahmestelle. In Präsentationsunterlagen nennt die Behörde Lastreduktionsmaßnahmen vor allem für Verbraucher ab 10 GWh, abhängig von der Mangelsituation. Planungsdaten sollen erst bei Anzeichen für eine Energiemangellage abgefragt werden.

Eine akute Strommangellage sieht die Bundesnetzagentur nicht. Es gebe derzeit keine entsprechenden Anzeichen. Großflächige Störungen halte sie weiterhin für sehr unwahrscheinlich. Den Aufbau der Plattform sieht die Behörde als Vorsorge, damit Strukturen nicht erst in einer bereits eingetretenen Krise geschaffen werden müssten.

Aus Unterlagen der Bundesnetzagentur geht hervor, dass das Konzept seit 2024 mit den vier Übertragungsnetzbetreibern, dem Bundeswirtschaftsministerium und acht ausgewählten Verteilnetzbetreibern erarbeitet wurde. Im Herbst 2025 habe Amprion mit der Umsetzung begonnen. Ende 2025 seien die Branchenverbände einbezogen worden. Am 3. Juni 2026 folgte eine Informationsveranstaltung für Verteilnetzbetreiber. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Solarausbau in NRW geht zum zweiten Mal in Folge zurück



Freiflächen-Solaranlagen machen in NRW Boden gut. Quelle: Katia Meyer-Tien

PHOTOVOLTAIK. Der Zubau von Solaranlagen in Nordrhein-Westfalen verlangsamt sich weiter. Entsprechend kritisch sieht der Erneuerbaren-Verband kommende Abstriche bei der Förderung durch den Bund.

NRW hat die Marke von 15.000 MW installierter Solarleistung im ersten Halbjahr 2026 übertroffen. Das ergibt eine Auswertung des Marktstammdatenregisters, die der Landesverband Erneuerbare Energien (LEE NRW) vorgenommen hat. Der Zubau von 908 MW (gesamt: 15.151 MW) in den ersten sechs Monaten ist gleichwohl weniger (3,3 Prozent) als im Vergleichszeitraum des Vorjahres.

Insgesamt rückt NRW im Bundesländer-Ranking an Baden-Württemberg vorbei und liegt nun direkt hinter Spitzenreiter Bayern (1.831,7 MW). Die installierte Leistung zwischen Rhein und Weser verteilt sich auf 82.751 Anlagen. Rund drei Viertel davon (690 MW) stammen von neuen Gebäudeanlagen. Freiflächen-Anlagen sind im Kommen und verbessern sich um 5 Prozentpunkte (17 Prozent Anteil).

Schon 2025 hatte das bevölkerungsreichste Bundesland einen Rückgang bei neuen Sonnenstromkraftwerken verzeichnet. Der Branchenverband blickt in diesem Zusammenhang kritisch auf die schlechteren Förderbedingungen des Bundes für diese Art der Stromerzeugung. Die beschlossenen Gesetzentwürfe zum Netzpaket und dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) drohten den Ausbau „deutlich ausbremsen“, so der LEE NRW.

Branchenverband fordert Kurskorrektur von Berlin

Die Bundesregierung müsse ihren „Kurs gegen die Erneuerbaren“ dringend korrigieren. Die ab 2027 vorgesehene Streichung der Einspeisevergütung für neue Solaranlagen bis 25 kW gefährde „gerade die Anlagen, die für viele Bürger einen Einstieg in die Energiewende ermöglichen. Auch die Mobilitäts- und Wärmewende wird dadurch verzögert, wenn weniger Sonnenstrom auf dem eigenen Dach produziert wird“, so Verbandsgeschäftsführer Christian Vossler laut einer Mitteilung.

Gar nicht glücklich ist der LEE NRW ferner mit dem ersatzlosen Wegfall des Ausschreibungssegments für Agri-, Floating- oder Parkplatz-Anlagen, die kostenintensiv sind, aber „eine sehr hohe Akzeptanz genießen“.

Mit Blick auf den gesetzlichen Rahmen im Bundesland selbst lobt der Verband die Entwicklung bei den Freiflächen-Solaranlagen. Die neue naturschutzfachliche Bewertung des Landesamts für Natur, Umwelt und Klima Nordrhein-Westfalen (LANUK) würdigt ökologische Mehrwerte der Anlagen, etwa durch die

Aufwertung der Flächen unter und zwischen den Modulreihen. Der Branchenverband hofft, den Zubau auf Freiflächen damit perspektivisch auf die Hälfte der Gesamtleistung bringen zu können.

Auch für Agri-PV-Kraftwerke sollte eine vergleichbare Neubewertung durch die Landesregierung erfolgen, fordert der Verband. Er stellt einen Zusammenhang zwischen der zunehmenden Dürre her und preist die Acker-Kraftwerke, die landwirtschaftliche Kulturen vor Hitzestress schützen und den Wasserbedarf senken könnten. Als Biotop für Kleintiere und Niederwild vereine Agri-PV Landwirtschaft, Klimaanpassung, Biodiversität und Öko-Stromerzeugung auf einer Fläche. „Dieses Potenzial sollte NRW konsequent nutzen“, so Hans-Josef Vogel, Vorstandsvorsitzender des LEE NRW. (vs) // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Ein Bundesland wird Windpark-Betreiber auf Landesflächen



Quelle: Shutterstock / Jacques Tarnero

WINDKRAFT ONSHORE. Das Land Baden-Württemberg wird mittelbar Betreiber eines kommerziellen Windparks. Der entsteht auf landeseigenen Waldflächen und soll unter der Regie eines Landesbetriebs laufen.

Die Stadtwerke Stuttgart verfolgen nicht länger das Ziel, im südwestlich gelegenen Nachbar-Landkreis Böblingen einen Windpark im Wald zu entwickeln. Die Projektrechte an der weitgehend genehmigungsreifen Turbinensammlung in Jettingen sollen vielmehr an die „ForstBW Green Energy GmbH“ gehen, heißt es in einer Mitteilung der Schwaben.

Es wäre laut Bettina Ambacher der erste eigene Windpark der GmbH, die am 3. Juli 2024 als 100-prozentige Tochter der Forstbehörde Baden-Württembergs (Forst BW) an den Start ging. Forst BW gehört dem Land, das damit mittelbar zum Windpark-Betreiber wird.

Ambacher ist seit rund einem Jahr Geschäftsführerin der in Tübingen-Bebenhausen ansässigen Forst-BW-Tochter. Es soll nach ihren Angaben nicht das letzte Windprojekt auf landeseigenen Forstflächen bleiben, so Ambacher im Gespräch mit der Redaktion.

Forst BW Green Energy im Wettbewerb mit anderen Projektierern

Für einige weitere Windpark-Projekte komme die Teilnahme an den – nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) – obligatorischen Ausschreibungsrunden allerdings nicht vor Ende des Jahrzehnts infrage. Eine finale Übereinkunft mit dem Stuttgarter Versorger, von dem Ambacher 2025 zu Forst BW Green Energy wechselte, stehe überdies noch aus.

Mit der Tochtergesellschaft nimmt Forst BW also den Wettstreit mit privatwirtschaftlich organisierten Projektgesellschaften um Windkraftflächen auf. Flächen, die Forst BW selbst an Investoren vergibt. Ambacher versichert, dass ihre Gesellschaft keine Sonderrechte genieße. Es gebe die Flächen weder billiger, noch werde das Unternehmen bei der Vergabe bevorzugt. Für die rechtliche Einschätzung verweist sie an das Mutterunternehmen. Deren Sprecher bat für die Rückmeldung (aus Urlaubsgründen) noch um etwas Geduld.

Grundsätzlich sieht Forst BW das Engagement als Windpark-Entwickler und -Betreiber als Beitrag, um die Klimaschutzziele Baden-Württembergs zu erreichen. Vorrangiges Betätigungsfeld der GmbH sei das Errichten von Windkraftwerken und Freiflächen-Solaranlagen. Zwei Solaranlagen sind bereits auf der Internetseite des jungen Tochterunternehmens zu finden.

Das wirtschaftliche Interesse stellt Forst BW gar nicht in Abrede. Die Forstbehörde erschließe sich „zusätzliche Ertragsquellen, um unabhängiger vom Holzverkauf zu werden“, heißt es auf der Internetseite. In den Blick nehme die Gesellschaft dabei überdies „hauptsächlich landeseigene Flächen“.

Das Unternehmen wolle mit ihrer Geschäftstätigkeit eine „lokal akzeptierte Energiewende“ gestalten, in enger Zusammenarbeit mit kommunalen Akteuren wie Stadtwerken, Bürgerenergiegenossenschaften und etablierten Projektierern. Dabei verstehe man sich „als verlängerte Werkbank, Finanzierungsgeber und Multiplikator für mehr Akzeptanz vor Ort“.

Ambacher betont, dass die Energie-Gesellschaft ihre Projekte grundsätzlich von Beginn an entwickeln wolle. Zugleich sieht sie Handlungsoptionen, sollte ein Investor einen Windpark auf ausgewiesenen Flächen nicht zum Ende führen wollen. „Dann prüfen wir, ob wir den Park weiterbauen können“, so Ambacher.

Das Projekt der Stadtwerke Stuttgart in Jettingen wäre genau dieser Fall. Gleichwohl hat der kommende Park sein Gesicht verändert. In Absprache mit der Kommune sollen noch vier statt fünf Windkraftanlagen entstehen. Auf eine Turbine in 500 Metern Nähe zu der nächstgelegenen Bebauung haben die Stadtwerke verzichtet. Jetzt beträgt der Abstand mehr als anderthalb Kilometer zu den nächsten Wohngebäuden.

Die Stadtwerke selbst geben übrigens „übergeordnete projektspezifische Gründe“ für den designierten Verkauf an Forst BW Green Energy an. Diese seien „letztendlich auch durch die Entwicklung der politischen Rahmenbedingungen verursacht“, so Peter Drausnigg, Technischer Geschäftsführer. Das könnte bedeuten, dass die Forst-BW-Tochter eher bereit ist, geringere Umsatzerwartungen zu akzeptieren als der kommunale Versorger. (vs) // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Bund startet Förderung für grüne Binnenschifffahrtsskorridore



Quelle: Fotolia / Andrey Popov

FINANZIERUNG. Der Bund stellt im ersten Aufruf bis zu 70 Millionen Euro für grüne Binnenschifffahrtsskorridore bereit. Gefördert werden Schiffe, aber auch die Infrastruktur an Land.

Der Bund stellt zunächst bis zu 70 Millionen Euro für den Aufbau sogenannter grüner Binnenschifffahrtsskorridore bereit. Das Bundesverkehrsministerium (BMV) veröffentlichte am 10. August den ersten Förderaufruf im Rahmen seiner neuen Richtlinie für eine grüne Binnenschifffahrt. Anträge können ab dem 17. August über das Förderportal easy-Online eingereicht werden.

Gefördert werden Projekte, die den Einsatz emissionsfreier oder emissionsarmer Binnenschiffe ermöglichen und zugleich die dafür notwendige Infrastruktur schaffen. Antragsberechtigt sind Unternehmen, Kommunen und weitere wirtschaftlich tätige Akteure mit Sitz in Deutschland.

Die Förderung umfasst unter anderem die Ausrüstung von Binnenschiffsneubauten sowie die Umrüstung bestehender Güterschiffe auf emissionsfreie oder emissionsarme Antriebe. Zuschüsse sind außerdem für Investitionen in Hafeninfrastruktur vorgesehen. Dazu zählen Lade- und Tankmöglichkeiten für alternative Energieträger und Kraftstoffe wie Wasserstoff, Ammoniak oder Methanol.

Fördermittel auch für erneuerbare Energien

Förderfähig sind darüber hinaus Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms und erneuerbaren Wasserstoffs sowie entsprechende Speicher. Auch Infrastruktur an Umschlag- und Liegeplätzen außerhalb von Häfen kann unterstützt werden, darunter Lade- und Tankanlagen sowie mobile Versorgungseinrichtungen.

Die zugrunde liegende Förderrichtlinie hatte das BMV Mitte Juli vorgestellt und am 16. Juli im Bundesanzeiger veröffentlicht. Damals bezifferte das Ministerium das Gesamtvolumen des Programms auf 125 Millionen Euro. Die Mittel sollen im Rahmen wettbewerblicher Förderaufrufe vergeben werden.

Neben den nun aufgerufenen grünen Binnenschifffahrtskorridoren sieht die Richtlinie einen zweiten Förderschwerpunkt für die regionale Verkehrsverlagerung auf die Wasserstraße vor. Dabei sollen insbesondere öffentlicher Personennahverkehr und urbane Wirtschaftsverkehre auf emissionsfreie Binnenschiffe verlagert werden. Die Förderung erfolgt nach Angaben des Ministeriums als Zuschuss; je nach Vorhaben sind Förderquoten von bis zu 95 Prozent vorgesehen.

Mit dem Programm will der Bund zugleich die Nutzung alternativer Antriebs- und Energiesysteme in der Binnenschiffahrt beschleunigen und mehr Güter- und Personenverkehr auf die Wasserstraße verlagern.

Für den ersten Förderaufruf nennt das Ministerium bislang keinen festen Endtermin. Die Antragsfrist soll zu einem späteren Zeitpunkt bekanntgegeben werden. Für Interessierte ist am 13. August ein Online-Seminar zu Förderbedingungen und Antragsverfahren vorgesehen. Weitere Unterlagen stellt die Bundesanstalt für Verwaltungsdienstleistungen bereit. (fw) // **VON FRITZ WILHELM**

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(17413706fd4997a1a4bdf85c6864eee1_img.jpg\)](#) [!\[\]\(f419710cbe076aa30a9c6c031b5cbe84_img.jpg\)](#) [!\[\]\(2726020a4107bdc9042b257034f90eb3_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Fotolia / JWS

Kosten für Netzenspass-Management gesunken

STROMNETZ. Das Volumen des Netzenspass-Managements ist im ersten Quartal 2026 gesunken. Auffällig: Das Aufkommen der Maßnahmen verschiebt sich von der Übertragungs- auf die Verteilnetzebene.

Das Netzenspass-Management ist im ersten Quartal 2026 gegenüber dem Vorjahreszeitraum zurückgegangen. Das gesamte Maßnahmenvolumen aus Redispatch mit Markt- und Netzreservekraftwerken sowie Countertrading – also der systembedingte Kauf und Verkauf von Strom durch die Netzbetreiber selbst zwischen den Gebotszonen – sank um rund 9 Prozent von 9.035 auf 8.248 GWh. Zugleich verringerten sich die vorläufigen Gesamtkosten um knapp 11 Prozent von 882 auf 784 Millionen Euro. Dies geht aus einer aktuellen Veröffentlichung der Informationsplattform „SMARD“ der Bundesnetzagentur hervor.

Demnach beliefen sich die angepassten Einspeisungen von am Markt befindlichen Erzeugungsanlagen, ohne Countertrading, auf 5.989 GWh nach 6.773 GWh im ersten Quartal 2025. Davon entfielen 4.043 GWh auf Einspeiserreduktionen. Die abgeregelte Menge erneuerbarer Energien betrug 2.215 GWh, was gegenüber den 2.215 GWh des Vorjahreszeitraums einem leichten Anstieg und rund 3 Prozent der gesamten erneuerbaren Stromerzeugung entspricht.



Maßnahmen und Kosten des Netzenspass-Managements
(zum Vergrößern auf die Grafik klicken)

Quelle: Bundesnetzagentur

Innerhalb der erneuerbaren Energien verlief die Entwicklung unterschiedlich. Bei Photovoltaikanlagen stieg das Redispatch-Volumen um rund 23 Prozent von 234 auf 288 GWh. Bei Windenergieanlagen an Land erhöhte sich die Abregelung um rund 39 Prozent von 758 auf 1.054 GWh. Als Gründe werden der weitere Ausbau und die höhere Windverfügbarkeit genannt, nachdem das erste Quartal 2025 vergleichsweise windarm gewesen sei.

Anders entwickelte sich die Offshore-Windenergie. Obwohl deren Stromerzeugung von 6.700 auf 9.700 GWh stieg, ging das Redispatch-Volumen um rund 25 Prozent von 1.155 auf 864 GWh zurück. Als ein Grund wird der fortschreitende Netzausbau genannt.

Kosten der Netzreserve deutlich gestiegen

Auffällig ist zudem die Verschiebung der Engpassursachen. Im ersten Quartal 2026 wurden 34 Prozent der Redispatch-Menge bei erneuerbaren Energien durch Engpässe im Verteilnetz ausgelöst, 66 Prozent entfielen auf das Übertragungsnetz. Im Vorjahresquartal lagen die Anteile noch bei 21 beziehungsweise 79 Prozent. Im ersten Quartal 2023 war das Verhältnis sogar 17 zu 83 Prozent.

Zum Ausgleich von Abregelungen erhöhten Marktkraftwerke ihre Einspeisung um 1.910 GWh, 26 Prozent weniger als im Vorjahresquartal. Reservekraftwerke steuerten weitere 854 GWh bei, nach 687 GWh ein Jahr zuvor. Insgesamt wurden zur Engpassbehebung 2.764 GWh zusätzlich eingespeist. Die größten Mengen entfielen mit 1.301 GWh auf Steinkohlekraftwerke und mit 918 GWh auf Erdgaskraftwerke. Nicht enthalten sind Ausgleichsmengen für Maßnahmen im Verteilnetz, die bilanziell durch Bilanzkreisverantwortliche ausgeglichen wurden.

Auch beim Countertrading sank das Volumen um knapp elf Prozent von 1.575 auf 1.405 GWh. Damit setzte sich auch bei diesem Instrument der mengenmäßige Rückgang fort.

Kosten der Maßnahmen

Bei den Kosten der Maßnahmen zeigt sich ein uneinheitliches Bild. Die Einsatzkosten für Redispatch mit konventionellen Anlagen sanken um rund 33 Prozent von 423 auf 282 Millionen Euro. Der finanzielle Ausgleich für abgeregelte Erneuerbare-Energien-Anlagen ging trotz leicht gestiegener Abregelungsmenge um rund 22 Prozent von 71 auf 55 Millionen Euro zurück. Ursache sei vor allem die veränderte Zusammensetzung: Weniger Offshore-Wind habe die Zahlungen stärker reduziert, als höhere Abregelungen von Wind an Land und Photovoltaik sie erhöhten.

Deutlich gestiegen sind dagegen die Kosten der Netzreserve. Die Vorhalte- und einsatzunabhängigen Kosten erhöhten sich um 28 Prozent auf 280 Millionen Euro. Die Einsatzkosten der Reservekraftwerke stiegen von 136 auf 150 Millionen Euro. Insgesamt verursachten Reservekraftwerke damit Kosten von rund 430 Millionen Euro, etwa 21 Prozent mehr als im Vorjahresquartal. Als Grund werden zusätzliche Anlagen in der Netzreserve und die gestiegene Zahl der Redispatch-Maßnahmen mit Reservekraftwerken genannt.

Die saldierten Countertrading-Kosten sanken um rund 49 Prozent von 33 auf 17 Millionen Euro. Neben der geringeren Einsatzmenge hätten dazu niedrigere Großhandelspreise beigetragen, heißt es von der Bundesnetzagentur. (fw) // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Marktwert für Solarstrom sinkt wieder



Quelle: Shutterstock / Jevanto Productions

REGENERATIVE. Der Marktwert für Solarstrom ist im Juli wieder gesunken. Auch der Spotmarktpreis ging leicht zurück. Die Marktwerte für Windstrom legten dagegen zu.

Die Marktwerte entwickelten sich im Juli nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber unterschiedlich. Während Solarstrom gegenüber dem Vormonat an Wert verlor, stiegen die Marktwerte für Windenergie an Land und auf See. Der durchschnittliche Spotmarktpreis ging ebenfalls zurück, zeigen die am 10. August aktualisierten Daten auf der Plattform [Netztransparenz.de](https://www.netztransparenz.de).

Der durchschnittliche Spotmarktpreis sank im Juli auf 10,545 Cent/kWh. Im Juni hatte er bei 10,952 Cent/kWh gelegen. Damit verringerte sich der durchschnittliche Spotmarktpreis um 0,407 Cent/kWh beziehungsweise 3,7 Prozent.

Auch im Juli traten negative Spotmarktpreise auf. Die Daten der Übertragungsnetzbetreiber weisen negative Preise sowohl für einzelne Viertelstunden als auch für Zeiträume von einer, zwei, drei, vier und sechs Stunden aus.

Der Marktwert für Solarstrom sank im Juli von 6,190 Cent/kWh im Juni auf 5,226 Cent/kWh. Damit ging er um 0,964 Cent/kWh beziehungsweise 15,6 Prozent zurück. Im Juni hatte sich der Solar-Marktwert gegenüber Mai noch deutlich erhöht.

Anders entwickelte sich der Marktwert der Windenergie. Für Strom aus Windenergieanlagen an Land erhöhte sich der Marktwert von 7,855 Cent/kWh im Juni auf 8,601 Cent/kWh im Juli. Das entspricht einem Anstieg um 0,746 Cent/kWh beziehungsweise 9,5 Prozent. Noch stärker fiel die Zunahme bei Windenergie auf See aus. Der Marktwert stieg von 7,979 Cent/kWh im Juni auf 9,238 Cent/kWh im Juli. Damit legte er um 1,259 Cent/kWh beziehungsweise 15,8 Prozent zu.

Windenergie auf See erreichte daher im Juli unter den drei betrachteten erneuerbaren Erzeugungsarten den höchsten Marktwert. Er lag 0,637 Cent/kWh über dem Wert für Windenergie an Land. Der Marktwert für Solarstrom lag dagegen 3,375 Cent/kWh unter dem Wert für Windenergie an Land und 4,012 Cent/kWh unter dem für Windenergie auf See.

Die Marktwerte zeigen, welchen durchschnittlichen Wert Strom aus Wind-, Solar- oder anderen erneuerbaren Energien an der Strombörse erzielt. Die Übertragungsnetzbetreiber berechnen sie monatlich nach den Vorgaben des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Die Werte sind eine Grundlage für die Berechnung der Marktprämie. Sie gleicht bei geförderten Anlagen grundsätzlich die Differenz zwischen dem Marktwert und dem gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert aus. Sinkt der Marktwert, steigt bei geförderten Anlagen grundsätzlich die vom Netzbetreiber gezahlte Marktprämie – und umgekehrt. (sag)

// VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Elektroautos gewinnen weiter Marktanteile



Quelle: Shutterstock / ModernNomads

MOBILITÄT. Im Juli ist der Elektroanteil bei den Pkw-Neuzulassungen auf 29,3 Prozent gestiegen. Vor allem der Privatmarkt legte zu, während der Flottenmarkt insgesamt verlor.

Elektroautos gewinnen im deutschen Pkw-Markt weiter an Gewicht, wie aktuelle Zahlen des Analyse- und Beratungshauses Dataforce mit Sitz in Frankfurt am Main zeigen. Im Juli 2026 erreichten Elektrofahrzeuge über alle Marktkanäle hinweg einen Anteil von 29,3 Prozent an den neu zugelassenen Fahrzeugen.

Besonders stark fiel die Entwicklung im Privatmarkt aus. Dort stiegen die Zulassungen von Elektroautos gegenüber Juli 2025 um 102 Prozent. Mit knapp 39 Prozent stellten sie zugleich die größte Antriebsgruppe.

Als mögliche Gründe für diese Entwicklung nennt Dataforce die Förderung von Elektroautos und die gestiegenen Kraftstoffpreise. Benzinerverloren im Privatmarkt im Vergleich zum Vorjahresmonat 27 Prozent.

Der deutsche Pkw-Markt insgesamt wuchs im Juli um 1,2 Prozent beziehungsweise um 3.266 Fahrzeuge auf 268.068 Neuzulassungen. Der Privatmarkt legte um 8,0 Prozent zu, während der Flottenmarkt 2,9 Prozent verlor. Autovermieter steigerten ihre Zulassungen um 12,2 Prozent und der Fahrzeugbau wuchs um 5,7 Prozent. Im Fahrzeughandel sank das Volumen um 17,4 Prozent.

Elektroautos legen in Flotten zu

Bei den Antrieben zeigt sich im Flottengeschäft dennoch ein Plus für Elektroautos. Ihre Neuzulassungen lagen 31 Prozent über dem Wert von Juli 2025. Gleichzeitig gingen die Zulassungen von Benzinern um 15 Prozent und von Dieselfahrzeugen um 22 Prozent zurück. Das Wachstum der Elektroautos konnte diese Verluste laut Dataforce nicht ausgleichen.

Auch bei den Eigenzulassungen der Händler verschiebt sich der Antriebsmix. Elektroautos kamen im Juli auf einen Anteil von 20,4 Prozent, nach durchschnittlich 14,1 Prozent im bisherigen Jahresverlauf. Dataforce hält es deshalb für möglich, dass Händler ihr Angebot an Tageszulassungen stärker auf Elektrofahrzeuge ausrichten.

Transportermarkt entwickelt sich schwächer

Deutlich schwächer als der Pkw-Markt entwickelte sich der Markt für Transporter. Die Neuzulassungen gingen im Juli um 7 Prozent zurück. Der Privatmarkt und der Fahrzeughandel verloren jeweils 11 Prozent, Autovermieter 10 Prozent. Flotten meldeten ein Minus von 4 Prozent. Nur der Fahrzeugbau legte um 17 Prozent zu. Dataforce sieht darin einen Hinweis auf Eigenzulassungen, die das Marktvolumen stützen.

„Der Pkw-Markt und die Transporter entwickeln sich aktuell konträr“, resümiert Julian Litzinger, Automotive Analyst bei Dataforce. Bei Transportern mache sich die wirtschaftliche Anspannung deutlicher bemerkbar. Im Pkw-Markt wirkten dagegen Förderung und hohe Kraftstoffpreise als Treiber der Elektrifizierung. Zugleich bleibe der Flottenmarkt hinter seinen Möglichkeiten zurück. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Warum die Gassuche am Ammersee vorerst pausiert



Quelle: Shutterstock / Visionsi

GAS. Die Erdgassuche am Ammersee ist vorerst gestoppt. MCF Energy ließ die Aufsuchungserlaubnis „Lech Ost“ auslaufen und will nun eine kleinere Konzessionsfläche beantragen.

Seit Jahren ist die Gemeinde Reichling am Ammersee im Fokus von Investoren für Erdgasförderungen. Völlig unerwartet hat ein Investor nun auf die Verlängerung einer bestehender Erlaubnis verzichtet.

In weiten Teilen der Ammersee-Region darf seit dem 1. August vorerst nicht weiter nach Erdgas gesucht werden. Das hinter der Gassuche stehende kanadische Unternehmen MCF Energy hat die bisherige Aufsuchungserlaubnis „Lech Ost“ nach eigenen Angaben auslaufen lassen. Eine Sprecherin des bayerischen Wirtschaftsministeriums bestätigte dies auf Nachfrage und erklärte zudem, dass bislang auch kein anderer neuer Antrag eingereicht worden sei.

Die genauen Gründe für den Verzicht des Unternehmens blieben zunächst unklar. In der Mitteilung heißt es, es solle nun eine kleinere Konzessionsfläche beantragt werden, welche die „aussichtsreichen Zielgebiete abdeckt“. Die kleinere Konzession werde die Auswirkungen auf die lokalen Gemeinden und das Wassereinzugsgebiet erheblich verringern und umweltverträglicher für das Gebiet sein.

Die Umweltschutzorganisation Greenpeace, die gegen die Gasförderabsichten in der Region protestiert, wertete das Auslaufen der Konzession als „deutliches Signal und hoffentlich der Anfang vom Ende der völlig aus der Zeit gefallen Gasbohrungs-Pläne in der Ammersee-Region“, wie Saskia Reinbeck von der Organisation sagte.

„Dieser Rückzug von MCF ist ein Erfolg für alle Bürger in der Region zwischen Lech und Ammersee, die seit mehr als zwei Jahren gegen diesen klima- und wirtschaftspolitischen Unfug protestiert haben“, betonte Reinbeck.

Der Schutz des Trinkwassers und die Bewahrung der Natur müssten Vorrang vor den kurzfristigen, klimaschädlichen Profitinteressen privater Investoren haben. „Das ist hoffentlich der Anfang vom Ende der wahnwitzigen Idee, in Bayern und anderswo weiterhin fossile Rohstoffe auszubeuten und so die Klimakrise weiter anzuheizen.“

In der Region um Reichling unweit des Ammersees wird seit Jahren nach Erdgas gesucht. Im September 2025 endete die erste Probebohrung der Energieprojekt Lech Kinsau 1 GmbH, derzeit wird noch analysiert, welche Fördermengen zu erwarten sind. Die Erdgassuche wurde von massiver Kritik der Anwohner begleitet.

Das Unternehmen ging in den bisher bekannten Planungen von einer Gasförderung über 10 bis 15 Jahre aus. Es wird eine Gasmenge von 400 bis 500 Millionen Kubikmetern vermutet. Diese Gassuche hat mit der ausgelaufenen Konzession nichts zu tun.

Angst um Trinkwasser

Von Anfang an hatte es etwa die Sorge gegeben, dass die Trinkwasserquelle verunreinigt werden könnte. Zwischenzeitlich hatten Messungen im Umfeld der Bohrstelle einen signifikanten Anstieg der Parameter von Zink, Barium und BTEX mit teils deutlicher Überschreitung der „Geringfügigkeitsschwellenwerte“ (GFS) festgestellt.

Nach Angaben von Greenpeace ist wegen der ausgelaufenen Konzession bis auf Weiteres auch das Bohrvorhaben der MCF-Tochter Genexco im Reichlinger Ortsteil Gimmenhausen im Landkreis Landsberg am Lech gestoppt. Ohne Aufsuchungserlaubnis könne das Unternehmen keinen Betriebsplan für die dort bereits gepachtete etwaige Bohrfläche einreichen, hieß es. // **VON DPA**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Fotolia / malp

Hamburger Encavis investiert weiter in Italien

STROMSPEICHER. Der Independent Power Producer Encavis kauft in Italien ein noch zu bauende Batteriespeicheranlage mit einer installierte Leistung von rund 65 MW.

Auch in Italien sind Batteriespeicher als Investment gefragt. Encavis aus Hamburg hat in Ceperano, rund 100 Kilometer südlich von Rom gelegen, einen „Utility-Scale-Batteriespeicher“ erworben, wie das Unternehmen mitteilte. „Die Inbetriebnahme ist für 2028 geplant.“

Erworben wurde das Projekt von Refeel New Energy, einem italienischen Projektentwickler, der von Gresham House Europe, ehemals Susi Partners, und der Refeel Group unterstützt wird. Der Batteriespeicher soll eine installierte Leistung von rund 65 MW und eine Speicherkapazität von rund 260 MWh haben. Angaben zum Kaufpreis machte Encavis nicht.

Für Encavis ist es das erste große Batteriespeicherprojekt in Italien. Mit dem Speicher ergänzt das Unternehmen sein bestehendes Solarportfolio um eine Flexibilitätskomponente. Batteriespeicher können Strom in Zeiten hoher Erzeugung aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt wieder ins Netz einspeisen.

Italien zählt nach Angaben von Encavis zu den wichtigsten Wachstums- und Investitionsmärkten des Unternehmens. Dort betreibt Encavis bereits ein Photovoltaik-Portfolio mit einer installierten Leistung von rund 420 MW.

Encavis betreibt als Independent Power Producer Wind- und Solarparks in Europa. Die Erzeugungsleistung des eigenen Portfolios liegt nach Unternehmensangaben bei 3.300 MW. Encavis erwirbt und betreibt Anlagen und vermarktet den erzeugten Strom über langfristige Abnahmeverträge oder am Strommarkt.

Encavis war bis 2024 im MDax notiert. Ende 2024 übernahm ein von der US-Investmentgesellschaft KKR geführtes Konsortium die Mehrheit an dem Unternehmen. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

KI entscheidet über Einsatz der Elektrolyseure in Stuttgart



Quelle: Shutterstock

IT. Die Stadtwerke Stuttgart und das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg wollen eine KI-gestützte Software für den Elektrolysebetrieb entwickeln.

Die Fahrweise der Elektrolyseure am Green Hydrogen Hub Stuttgart (GH2S) stärker am Strommarkt ausrichten wollen die Stadtwerke Stuttgart (SWS) und das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Dazu haben die Partner, wie sie in einer Mitteilung vom 11. August bekannt geben, das Verbundprojekt „SCH2EDULIZER“ gestartet. Im Mittelpunkt steht eine KI-gestützte Software für die Betriebsführung der Anlage im Stuttgarter Hafen.

„Das Gemeinschaftsprojekt ist eine weitere Entwicklungsstufe für unser innovatives Wasserstoffprojekt am Stuttgart Hafen. Dadurch können wir in der laufenden Wasserstoffproduktion regenerative Ressourcen besonders effizient einsetzen und dynamischen Marktbewegungen gerecht werden – ohne regulatorische Anforderungen zu vernachlässigen“, sagt Jannik Eversmann, Teilprojektleiter der Stadtwerke Stuttgart.

Die Anwendung soll den Einsatz der vier Elektrolyseure und eines Batteriespeichers koordinieren. In die Betriebsentscheidungen sollen unter anderem Strompreise, die volatile Erzeugung aus erneuerbaren Energien und regulatorische Anforderungen für die Produktion von grünem Wasserstoff einfließen.

Wirtschaftlichkeit rückt in den Fokus

Die Software soll entscheiden, wann Strom aus dem Markt für die Elektrolyse eingesetzt wird und wann der Batteriespeicher in die Versorgung der Anlage eingreift. „Grüner Wasserstoff wird nicht allein durch bessere Technik wirtschaftlicher, sondern auch durch intelligenten Betrieb“, erklärt Jonas Petzschmann, stellvertretender Leiter des Fachgebiets Module Systeme Anwendungen und Teamleiter für Smart Grids & Netzintegration am ZSW. Die Anwendung Sorge dafür, dass Elektrolyseur, Batteriespeicher und Strommärkte optimal zusammenspielen.

Die Stadtwerke Stuttgart verantworten als Praxispartner die Implementierung und Erprobung der Software im Green Hydrogen Hub im Stuttgarter Hafen. Das ZSW bringt sein Wissen in den Bereichen Energiesystemmodellierung, Optimierung unter Unsicherheit und maschinelles Lernen ein und übernimmt federführend die Entwicklung der Optimierungsmodelle.

Das Projekt läuft über zwei Jahre und erhält eine Förderung über das Programm Invest BW des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg. (hr) // **VON HEIDI ROIDER**

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

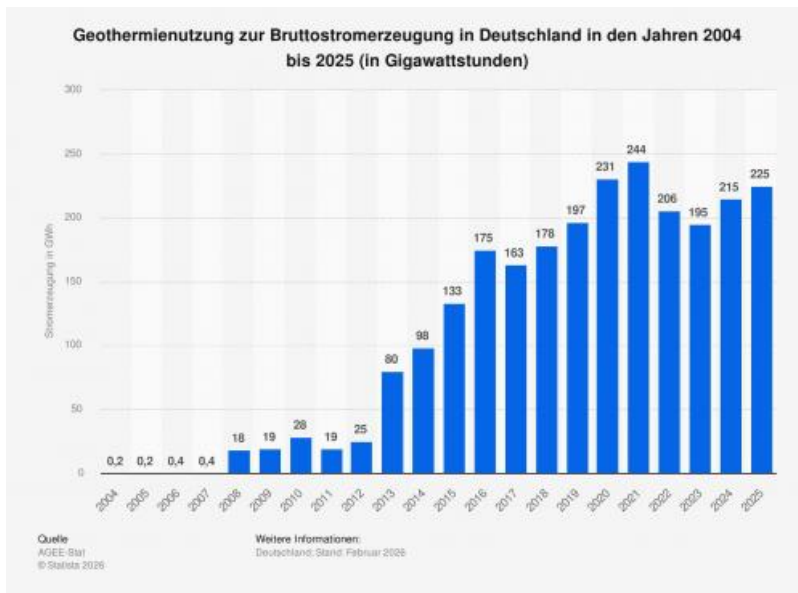
[^ Zum Inhalt](#)

Geothermienutzung zur Bruttostromerzeugung



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 Entwicklung der Bruttostromerzeugung aus Geothermie in Deutschland in den Jahren 2004 bis 2025. Im Jahr 2025 wurden in Deutschland rund 225 Gigawattstunden Strom aus Geothermieranlagen erzeugt. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Jonas Rosenberger

Uniper steigert Halbjahresergebnis

BILANZ. Energiekonzern Uniper hat im ersten Halbjahr 2026 das Ergebnis gesteigert. Der Konzern hebt seine Jahresprognose an und hält an Investitionen von 5 Milliarden Euro bis 2030 fest.

Der Düsseldorfer Energiekonzern erzielte von Januar bis Juni ein bereinigtes Ebitda (Gewinn vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen) von 711 Millionen Euro. Im Vorjahreszeitraum waren es 379 Millionen Euro. Das bereinigte Nettoergebnis stieg von 135 Millionen auf 388 Millionen Euro. „Uniper hat sich diese Stärke in den vergangenen Jahren erarbeitet und steht auf einem soliden Fundament. Wir haben unser Portfolio und unsere Strategie weiter geschärft und sind gut positioniert, um Wachstumschancen zu nutzen, Versorgungssicherheit zu stärken und die Transformation des europäischen Energiesystems zu beschleunigen“, erklärte Uniper-CEO Michael Lewis.

Damit erreichte Uniper nach sechs Monaten bereits knapp 55 bis 65 Prozent der für das Gesamtjahr erwarteten Ebitda-Spanne, teilte der Konzern weiter mit. Beim bereinigten Nettoergebnis sind es rund 65 bis 78 Prozent der neuen Jahresprognose. Die Entwicklung verlief zwischen den Geschäftssegmenten jedoch unterschiedlich. Während die Ergebnisse der Erzeugungssegmente „Green Generation“ und „Flexible Generation“ sanken, sorgte vor allem das Gasgeschäft im Segment „Greener Commodities“ für den Anstieg auf Konzernebene.

Das Ergebnis im Geschäftssegment „Green Generation“ lag mit 302 Millionen Euro deutlich unter dem Niveau des vergleichbaren Vorjahreszeitraums (erstes Halbjahr 2025: 420 Millionen Euro). In der schwedischen Kernkraft führte eine längere ungeplante Nichtverfügbarkeit des Kernkraftwerks Oskarshamn 3, beginnend im Februar 2026, zu niedrigeren Erzeugungsvolumen und dementsprechend niedrigeren Ergebnisbeiträgen, teilte Uniper dazu mit.

Gasgeschäft dreht ins Plus

Das stärkste Ergebniswachstum meldet Uniper für „Greener Commodities“. Das bereinigte Ebitda erreichte dort 260 Millionen Euro, nachdem das Segment im ersten Halbjahr 2025 noch einen Verlust von 296 Millionen Euro ausgewiesen hatte. Uniper führt die Veränderung vor allem auf das Gasgeschäft zurück. Belastungen aus Optimierungsaktivitäten vergangener Jahre, die das Vorjahresergebnis noch gedrückt hatten, fielen 2026 weg.

Teilweise habe die schwedische Wasserkraft die Ausfälle kompensieren können, so der Konzern in seiner Mitteilung. Sie profitierte vor allem zu Jahresbeginn von höheren Strompreisen. Als Ursachen nennt Uniper eine geringere Winderzeugung und trockenes Wetter in Skandinavien. In Deutschland entwickelte sich die Wasserkraft dagegen schwächer.

Im Segment „Flexible Generation“ sank das Ergebnis. Das bereinigte Ebitda erreichte 286 Millionen Euro nach 333 Millionen Euro im Vorjahreszeitraum. Maßgeblich war laut Uniper, dass positive Einmaleffekte aus beigelegten Rechtsstreitigkeiten nicht erneut anfielen. Höhere Beiträge aus dem britischen Kapazitätsmarkt und eine marktbedingt gestiegene fossile Handelsmarge begrenzten den Rückgang.

Uniper nutzt die Halbjahreszahlen zugleich, um die im März veröffentlichte Prognose für 2026 einzugrenzen. Beim bereinigten Ebitda erwartet der Konzern nun 1,1 bis 1,3 Milliarden Euro. Bislang hatte die Spanne bei 1,0 bis 1,3 Milliarden Euro gelegen. Für das bereinigte Nettoergebnis rechnet das Unternehmen mit 500 bis 600 Millionen Euro.

5 Milliarden Euro für Investitionen bis 2030

Parallel hält Uniper an seiner Mitte Juli bestätigten Investitionsstrategie fest. Zwischen 2025 und 2030 will der Konzern rund 5 Milliarden Euro in Versorgungssicherheit und den Umbau seines europäischen Geschäfts investieren. Mehr als die Hälfte des Kapitals soll nach Unternehmensangaben nach Deutschland fließen. Als Schwerpunkte nennt Uniper flexible Erzeugung, erneuerbare Energien und den Ausbau des Gasbezugsportfolios.

Ein weiteres Geschäftsfeld will der Konzern an bestehenden Kraftwerksstandorten entwickeln. Uniper prüft dort die Ansiedlung von Rechenzentren und hat nach eigenen Angaben mehr als zehn Standorte mit entsprechender Infrastruktur identifiziert. Drei Projekte befinden sich laut Unternehmen bereits in einer fortgeschrittenen Entwicklungsphase. Weitere Investitionsentscheidungen stellt Uniper für den Verlauf des Jahres 2026 in Aussicht. (hr) // **VON HEIDI ROIDER**

[^ Zum Inhalt](#)

Neue Gesellschaft übernimmt deutsche Windparks



Quelle: Fotolia / John

BETEILIGUNG. Das Windenergieunternehmen Enova ordnet sein Windparkgeschäft neu. Mit einem Investor sollen weitere Windparks übernommen werden.

Das Windenergieunternehmen Enova aus Bunde in Niedersachsen gibt Assets aus seiner bisherigen Beteiligungsgesellschaft Enova Value in die neu gegründete „Enova Generation GmbH“ ab. Dabei handelt es sich um elf Windparks in Deutschland mit einer Gesamtleistung von rund 350 MW.

Mehrheitseigentümer der neuen Gesellschaft ist der Infrastrukturinvestor Sosteneo aus Mailand, der zur italienischen Generali Investments Holding gehört. Enova bleibt als Minderheitsgesellschafter beteiligt und ist für die Betriebsführung zuständig. Weiterhin kümmert sich das Unternehmen um die Umsetzung der Projekte sowie um die Zusammenarbeit mit den Partnern vor Ort.

Hinter der neuen Gesellschaft Enova Generation GmbH steht vor allem das Ziel, weitere Windparks zu übernehmen. Enova Generation soll künftig sowohl bereits laufende Anlagen als auch baureife Projekte kaufen können. Das Portfolio soll langfristig auf eine Leistung von bis zu 1.000 MW wachsen.

Die elf Windparks, mit denen die neue Gesellschaft startet, stammen aus Enova Value. Diese Gesellschaft wurde von Enova und dem französischen Investor Omnes Capital finanziert. Seit 2020 haben die Partner nach eigenen Angaben rund 70 Windparks beziehungsweise Projektrechte erworben.

Von dem Portfolio sind nach Angaben von Sosteneo rund 40 Prozent bereits in Betrieb. Die übrigen 60 Prozent befinden sich im Bau oder stehen kurz vor der endgültigen Investitionsentscheidung. Die Transaktion muss noch die üblichen Genehmigungsverfahren durchlaufen und soll im dritten Quartal 2026 abgeschlossen werden. Für Sosteneo ist die Beteiligung zugleich der Einstieg in den deutschen Markt.

Repowering im Fokus

Ein Schwerpunkt liegt auf dem Repowering von vorhandenen Windparks. Häufig lässt sich mit weniger, aber leistungsstärkeren Windrädern deutlich mehr Strom erzeugen. Gerade ältere Windparks sind deshalb für Investoren und Betreiber interessant, wenn die Standorte weiterhin für die Windstromproduktion geeignet sind.

Enova arbeitet inzwischen mit drei verschiedenen Finanzierungspartnern. Zusammen mit dem deutschen Versicherer Signal Iduna entwickelt das Unternehmen über die Plattform Enova IPP eigene Windenergieprojekte in der Weser-Ems-Region. Bis 2028 soll dieses Portfolio auf 300 MW wachsen. Mit Omnes Capital mit Sitz in Paris kauft Enova über Enova Value ältere Windparks und Projektrechte, die sich für eine Erneuerung eignen.

Enova Generation mit Sosteneo soll nun vor allem baureife und bereits laufende Windparks aufnehmen. Nach eigenen Angaben verfügt die Enova-Gruppe derzeit über Windparks mit insgesamt rund 1.000 MW Leistung. Bis Ende 2030 soll der eigene Bestand auf 3.000 MW steigen. Das von Enova verwaltete Anlagenvermögen soll dann einen Wert von 5 Milliarden Euro erreichen.

Sosteneo ist auf Investitionen in Energieinfrastruktur spezialisiert und gehört zur Vermögensverwaltungsplattform von Generali Investments. Die Beteiligung an Enova Generation ist zugleich das erste Investment eines neuen Sosteneo-Fonds. Dieser hat bislang 300 Millionen Euro von Investoren eingesammelt und strebt ein Volumen von 1 Milliarde Euro an. (sag) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Commerz Real übernimmt Pangaea-Fonds



Quelle: Shutterstock / PopTika

REGENERATIVE. Der Fonds für erneuerbare Energien „Pangaea Life Blue Energy“ bekommt 2027 einen neuen Manager. Zugleich rücken Speicher, Netze und weitere Energieinfrastruktur stärker in den Fokus.

Die Münchner Versicherungsgruppe Die Bayerische und die Commerz Real, der Wiesbadener Asset Manager der Commerzbank-Gruppe, arbeiten künftig bei Infrastrukturinvestments zusammen. Zum 1. Januar 2027 übernimmt Commerz Real die Steuerung und Betreuung des „Pangaea Life Blue Energy“. Bis dahin betreut die Hamburger Aquila Capital Investmentgesellschaft (ACI), die ebenfalls zur Commerz-Real-Gruppe gehört, den Fonds. Nach einer europaweiten Neuausschreibung geht das Mandat zum Jahreswechsel an Commerz Real über.

Der Sachwertefonds hat nach Angaben der Partner aktuell ein Volumen von rund 518,8 Millionen Euro. Er investiert vor allem in Photovoltaik-, Wind- und Wasserkraftanlagen sowie in Energiespeicher und Energieeffizienz-Projekte.

Mit dem Wechsel des Fondsmanagers wollen die Partner zugleich das Anlageuniversum ausweiten. Künftig soll der Fonds neben Erzeugungsanlagen verstärkt auch in Speicher, Netze und andere energienahe Infrastruktur investieren. Nach Angaben der Unternehmen soll die breitere Aufstellung zusätzliche Ertragsquellen erschließen und den Fonds weniger abhängig von kurzfristigen Marktbewegungen machen.

Pangaea Life entstand 2017 als Produktmarke der Bayerischen für Sachwertinvestments in erneuerbare Energien und nachhaltige Wohnimmobilien. „Die Idee hinter Pangaea Life war von Anfang an innovativ: Investment, einen Beitrag zur Energiewende und Altersvorsorge in einem Produkt zu vereinen“, sagt Martin Gräfer, Vorstand der Bayerischen. Mit Commerz Real wolle die Versicherungsgruppe dieses Konzept nun weiterentwickeln.

Commerz Real baut auf bestehendes Portfolio

Judith Lechermann von der Bayerischen begründet die Ausweitung mit den Anforderungen an die nächste Phase der Energiewende. Entscheidend sei nicht allein, wo erneuerbarer Strom entsteht, sondern auch, wie sich Energie speichern, verteilen und wirtschaftlich nutzen lässt. Der Fonds soll deshalb künftig stärker in Infrastruktur investieren, die Erzeugung, Speicherung und Transport miteinander verbindet.

Seit mehr als 20 Jahren verwaltet Commerz Real Investments in erneuerbare Energien. Zum Portfolio gehören mehr als 100 Onshore-Windenergie- und Photovoltaikparks, eine Beteiligung am Offshore-Windpark Veja Mate in der Nordsee sowie eine mittelbare Beteiligung am deutschen Übertragungsnetzbetreiber Amprion. Neben Mandaten für institutionelle Investoren betreut das Unternehmen auch Sachwertefonds für private und semiprofessionelle Anleger. Insgesamt verwalten rund 1.000 Mitarbeitende an etwa 20 Standorten Vermögenswerte von rund 55 Milliarden Euro.

Neben Blue Energy führt Pangaea Life den Fonds Blue Living für nachhaltige Wohnimmobilien. Für Blue Energy weist Pangaea Life seit der Auflage eine durchschnittliche jährliche Bruttowertentwicklung von 6,0 Prozent aus (Stand: 30. Juni 2026). (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Eco Stor startet Bau von Großspeicher in Wengerohr



Quelle: Fotolia / sdecoret

STROMSPEICHER. Der deutsch-norwegische Projektentwickler „ECO STOR GmbH“ hat mit dem Bau des Batteriegroßspeichers in Wittlich-Wengerohr begonnen. Die Inbetriebnahme ist für Ende 2027 geplant.

Der Standort Wittlich-Wengerohr (Rheinland-Pfalz) des Projektentwicklers Eco Star soll in mehreren Stufen auf mehr als 300 MW Leistung wachsen. Der Speicherentwickler hat am 11. August mit den Bauarbeiten für einen Batteriegroßspeicher begonnen. Nach Abschluss der Bau- und Inbetriebnahmearbeiten soll er im vierten Quartal 2027 den Betrieb aufnehmen.

Nach der Inbetriebnahme des ersten Abschnitts will Eco Stor den Standort in weiteren Baustufen ausbauen. In der Endausbaustufe soll die Anlage eine Speicherkapazität von 714 MWh erreichen. Einen Zeitplan für die weiteren Bauabschnitte nennt das Unternehmen bislang nicht. Auch zur Investitionssumme enthält die Mitteilung keine Angaben.

Bei den Bauarbeiten will Eco Stor die Eingriffe in den Boden begrenzen. Nach Angaben des Unternehmens wird der Untergrund nur dort verdichtet, wo dies für die Baustraße und die Baustelleneinrichtung erforderlich ist. Die Batteriesysteme sollen ohne flächige Betonfundamente auskommen. Eco Stor plant stattdessen Schraubfundamente, die in den Boden eingebracht werden.

Regenrückhaltebecken für Niederschlagswasser

Zum Baukonzept gehört außerdem ein Regenrückhaltebecken. Es soll Niederschlagswasser auf dem Gelände aufnehmen und zurückhalten. Mit dem Beginn der Arbeiten wechselt das Projekt nach einer mehrjährigen Planungsphase in die Bauphase. Bis zum geplanten Betriebsstart des ersten Abschnitts im vierten Quartal 2027 verbleibt damit eine Bau- und Inbetriebnahmezeit von mehr als einem Jahr.

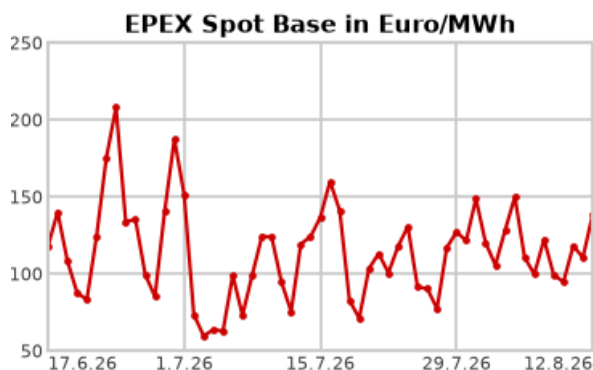
Wie Eco Stor in einer früheren Mitteilung bekannt gab (wir berichteten), soll der Speicher zweimal täglich Produktionsüberschüsse an Wind- und PV-Strom über das benachbarte Umspannwerk aufnehmen. Diesen erneuerbaren Strom soll es in den morgendlichen und abendlichen Spitzen der Stromnachfrage in das öffentliche Stromnetz zurückspeisen. Damit können rechnerisch rund eine halbe Million Mehrpersonen-Haushalte für jeweils zwei Stunden morgens und abends mit grünem Strom versorgt werden. (hr)

// VON HEIDI ROIDER

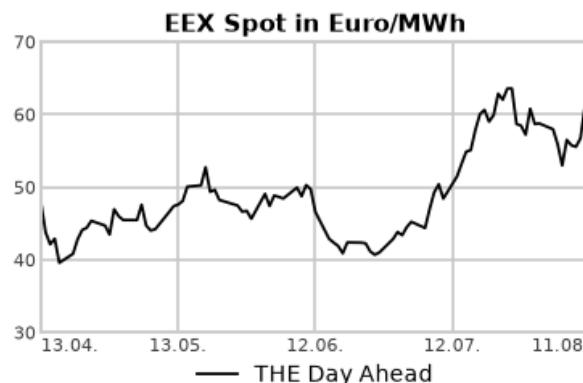
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energiemärkte zeigen sich uneinheitlich



Quelle: E&M

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

Uneinheitlich haben sich die Energiemärkte am Dienstag präsentiert. Gas und Öl korrigierten nach ihren zum Teil massiven Zugewinnen vom Montag. CO₂ zeigte sich befestigt und nahm damit wie so oft die Gegenposition zu den fossilen Energieträgern ein. Strom präsentierte sich gleichfalls fester, getrieben durch CO₂, eine rückläufige Erneuerbaren-Einspeiseleistung und den massiven Kapazitätsrückgang bei den französischen Kernkraftwerken.

Weiterhin bleiben die Energiemärkte im Bann der Situation am Persischen Golf. So betonte Uniper-CEO Michael Lewis, dass die Gaspreise in der Range zwischen 50 und 60 Euro je Megawattstunde verharren würden, sollte die Straße von Hormus für eine längere Zeit geschlossen bleiben.

Strom: Fast durch die Bank fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag gezeigt. Der Day-ahead gewann im Base 28,00 Euro auf 138,75 Euro je Megawattstunde und im Peak 33,75 Euro auf 101,00 Euro je Megawattstunde. An der Börse wurde die Grundlast mit 138,40 Euro und die Spitzenlast mit 100,64 Euro gehandelt.

Zurückzuführen ist die Verteuerung des Day-aheads auf die deutlich geringere Erneuerbaren-Einspeiseleistung, die für den Mittwoch vorhergesagt wird. Die Meteorologen von Eurowind rechnen für die Wochenmitte mit einem Beitrag von Wind und Solar von 24,1 Gigawatt nach 31,3 Gigawatt am Dienstag. An den Folgetagen sollen die Beiträge von Wind und Solar zunächst wieder etwas anziehen.

Am langen Ende gewann das Stromfrontjahr 0,42 Euro auf 105,43 Euro.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Berichtstag zugelegt. Der Dec 26 gewann bis gegen 14.08 Uhr 0,77 Euro auf 83,04 Euro je Tonne. Das Hoch lag bei 83,18 Euro, das Tief bei 81,67 Euro.

Einmal mehr bewegte sich CO₂ damit konträr zu Öl und Gas. Niedrigere Preise für fossile Energieträger machen diese im Einsatz attraktiver und erhöhen somit den Bedarf an Emissionszertifikaten.

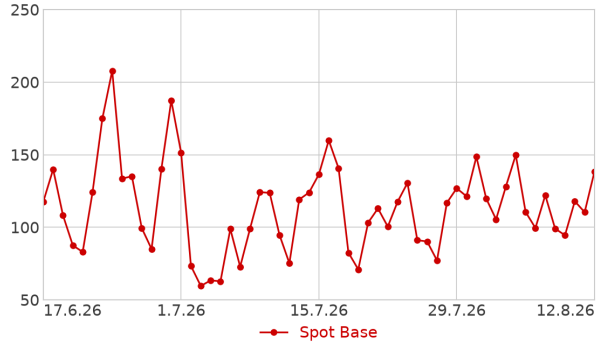
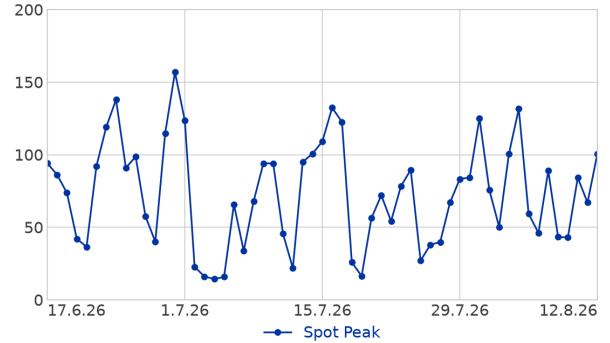
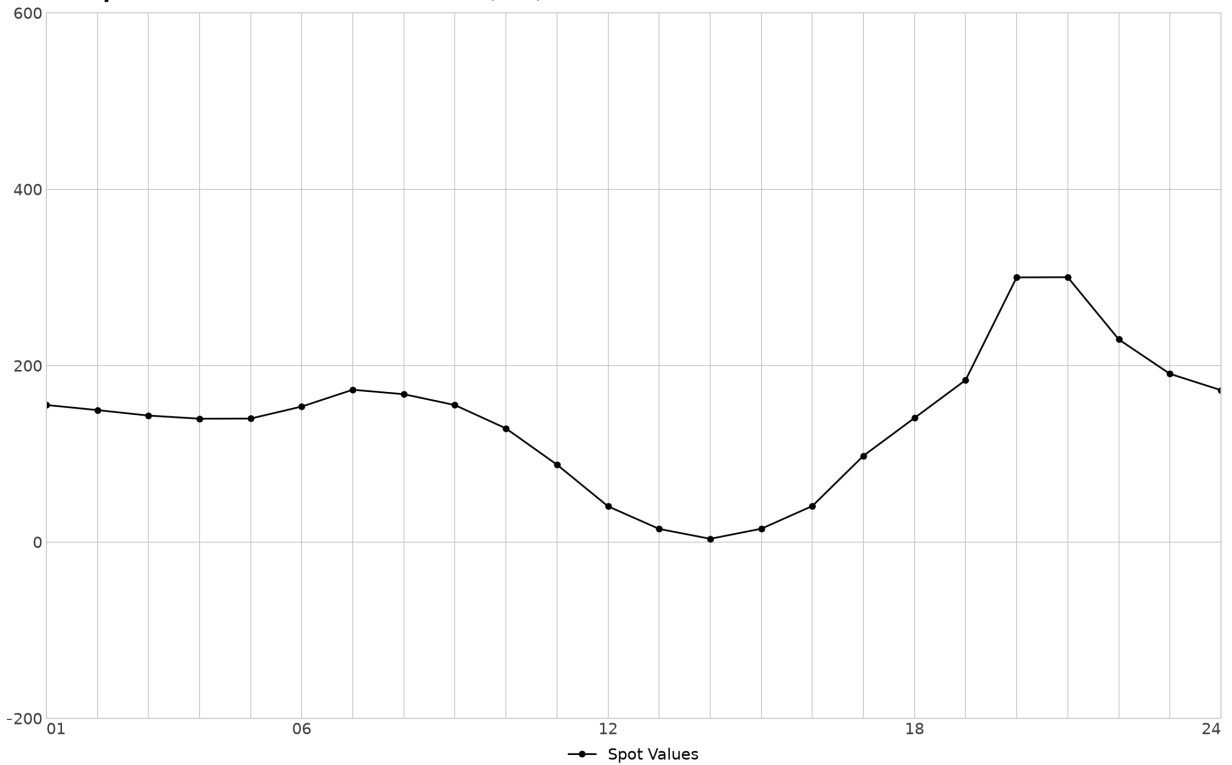
Erdgas: Die europäischen Erdgaspreise haben am Dienstag einen Teil ihrer massiven Gewinne eingebüßt, die sie am Vortag verzeichneten. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14.00 Uhr

2,795 Euro auf 58,505 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es für den Day-ahead um 1,145 Euro auf 59,775 Euro je Megawattstunde nach unten.

Händler führten die Abgaben auf eine Korrektur im Schlepptau von Öl zurück. Am Montag hatte sich europäisches Erdgas um etwa 13 Prozent verteuert, weil das Ringen der Kriegsparteien USA und Iran um die Haupt-Ölroute Straße von Hormus keine Fortschritte zeigte und Äußerungen von US-Präsident Donald Trump nahelegten, dass die USA in dem Konflikt nunmehr auf Zeit spielen.

Analysten verwiesen auf die vergleichsweise niedrigen Füllstände der europäischen Gasspeicher: nur 59 Prozent. Die Anfang August übliche Füllmenge liege aber bei 76 Prozent. „Legt man die Geschwindigkeit der Befüllung aus den vergangenen Jahren zugrunde, so ergäbe sich für den Winterbeginn ein Füllstand von rund 74 Prozent“, heißt es in der Analyse vom Bankhaus Metzler. Dies seien etwa 10 Punkte weniger als vor einem Jahr. Zwar sehen die Metzler-Experten in dem vergleichsweise niedrigen Füllstand keinen Grund zur Sorge. Allerdings entstehe Zeitdruck für die Speicher-Befüllung vor dem Start der Heizsaison, was die Preise treibe. Laut Gassco betrug der Gasflow aus Norwegen am Berichtstag mäßige 317 Millionen Kubikmeter. (cdg) // **VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN**

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:**Strom Spotmarkt****EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)****EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)**

Strom Terminmarkt

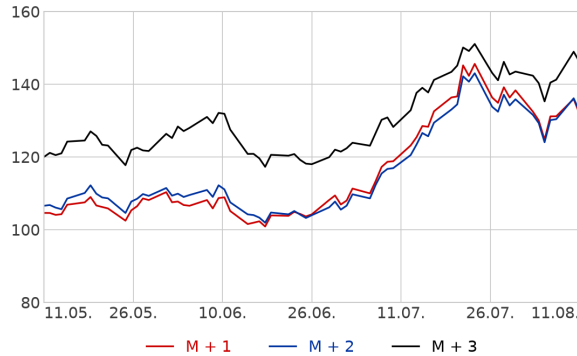
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	11.08.26	German Power Sep-2026	131,87
M2	11.08.26	German Power Oct-2026	132,56
M3	11.08.26	German Power Nov-2026	146,17
Q1	11.08.26	German Power Q4-2026	140,05
Q2	11.08.26	German Power Q1-2027	131,22
Q3	11.08.26	German Power Q2-2027	88,85
Y1	11.08.26	German Power Cal-2027	104,71
Y2	11.08.26	German Power Cal-2028	87,28
Y3	11.08.26	German Power Cal-2029	78,85

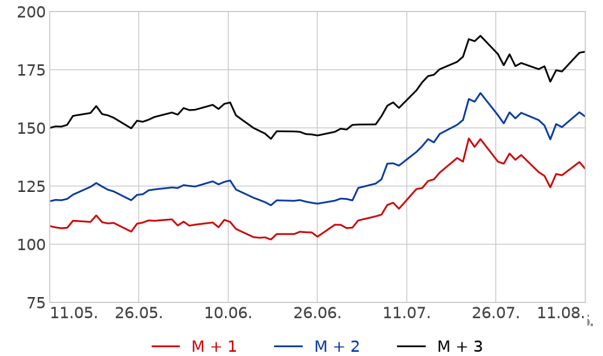
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	11.08.26	German Power Sep-2026	132,38
M2	11.08.26	German Power Oct-2026	154,84
M3	11.08.26	German Power Nov-2026	182,74
Q1	11.08.26	German Power Q4-2026	170,46
Q2	11.08.26	German Power Q1-2027	148,88
Q3	11.08.26	German Power Q2-2027	73,63
Y1	11.08.26	German Power Cal-2027	109,98
Y2	11.08.26	German Power Cal-2028	94,04
Y3	11.08.26	German Power Cal-2029	84,50

Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



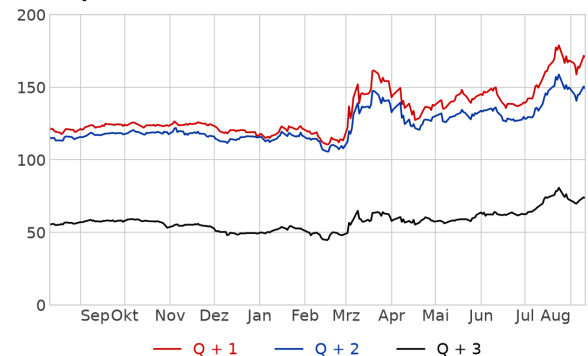
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



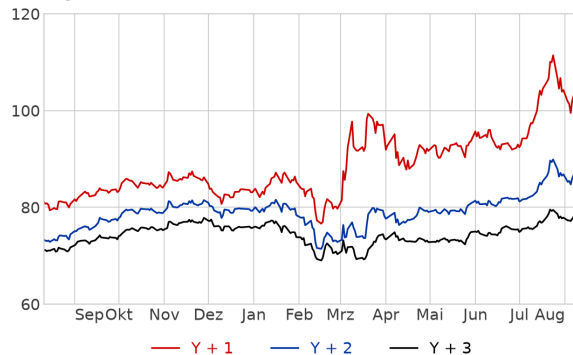
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



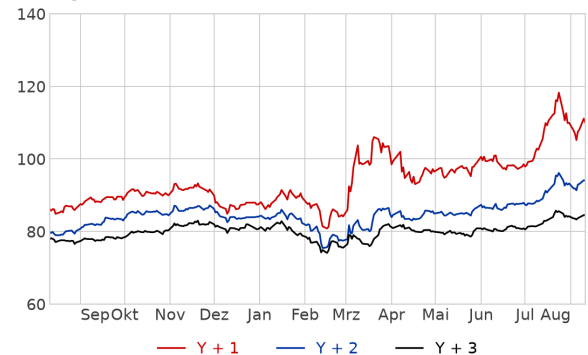
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

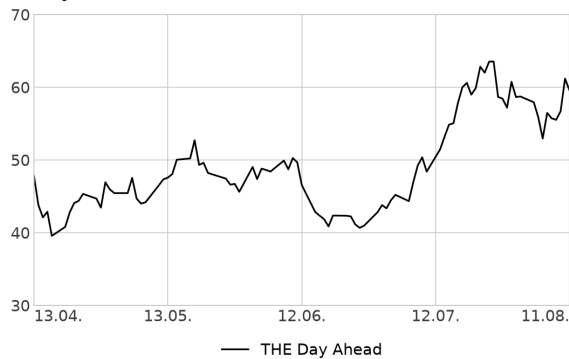


Gas Spot- und Terminmarkt

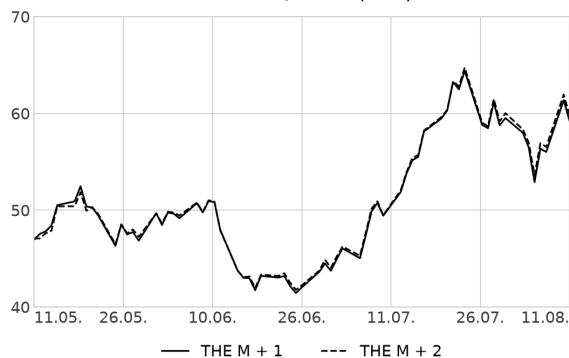
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	11.08.26	German THE Gas Sep-2026	59,25
M2	11.08.26	German THE Gas Oct-2026	59,86
Q1	11.08.26	German THE Gas Q4-2026	60,05
Q2	11.08.26	German THE Gas Q1-2027	57,63
S1	11.08.26	German THE Gas Win-2026	58,85
S2	11.08.26	German THE Gas Sum-2027	38,97

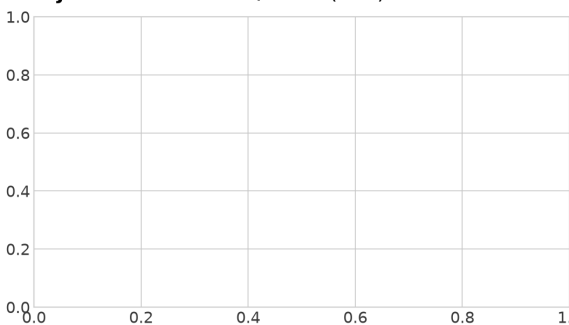
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



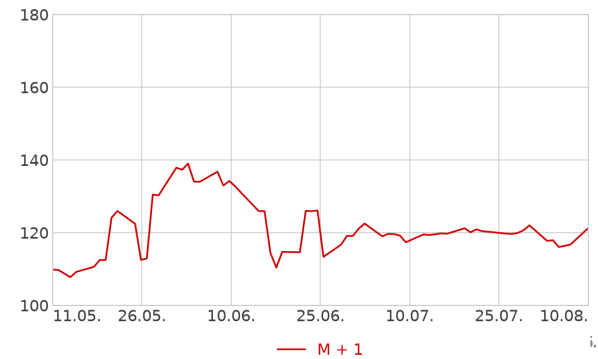
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	11.08.26	138,40	EUR/MWh
Germany Spot peak	11.08.26	100,64	EUR/MWh
EUA September	11.08.26	81,71	EUR/tonne
Coal API2 September 20	10.08.26	121,25	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day AI	11.08.26	59,55	EUR/MWh
German THE Gas Sep-2026	11.08.26	59,25	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2026	11.08.26	88,91	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Geschäftsführer (m/w/d) Erneuerbare Energien

Geschäftsführer (m/w/d) für NaturEnergy & NaturStromProjekte. Führe die Energiewende strategisch ...
in Bamberg (+1 weiterer Standort)

06.08.2026

● Vorstand/Geschäftsführung



Stellvertretende Stationsleitung gastroenterologische Station I2 (m/w/d)

Klinikum Stuttgart - Entscheiden Sie sich für etwas Großes. Wir sind mit unseren drei Häusern Kathari...
in Stuttgart

vor 2 h

● Weiterbildung



Mitarbeiter Line Support Ingolstadt (m/w/d)

Unser Anspruch: Premium. Unsere Produkte: Komplexe Bordnetzsysteme, zentrale Elektrik- und Elektr...
in Ingolstadt

vor 2 h

● Festanstellung



Elektromeister:in / Ingenieur:in Fahrstromtechnik (d/m/w)

Elektromeister:in / Ingenieur:in Fahrstromtechnik (d/m/w)WIR BEWEGEN MENSCHENAls Verkehrsdi...
in Deutschland

vor 2 h

● Ausbildung / Freie Mitarbeit ● Weiterbildung



Gärtner(-meister) / GaLaBau / Agrarwirt mit Schwerpunkt Pflanzengesundheit und Kulturp...

»Frische Kräuter. Fertigrasen. Ihre Zukunft im nachhaltigen Anbau!« Wir sind ein führender Anbieter für...
in Stadtilm (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

● Festanstellung / Ausbildung ● Weiterbildung / Mitarbeiterrabatte

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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



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



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.



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

Mühlfelder Str. 18 a - 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:

