



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

STROM

**86,35 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**66,93 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

65

Prozent Füllstand haben die Gasspeicher in Österreich. Die gespeicherte Menge deckt laut Wirtschaftsministerium 87 Prozent des Jahresverbrauchs in der Alpenrepublik ab.

KLIMASCHUTZ

Deutschland droht Klimaziel 2026 zu verfehlen

WINDKRAFT

OFFSHORE
Fortschritte in der Nordsee

STROMNETZ

KfW finanziert Netzausbau bei N-Ergie

Inhalt

TOP-THEMA

→ **GASKRAFTWERKE:** Streit um Kraftwerk für Rechenzentrum

POLITIK & RECHT

- **KLIMASCHUTZ:** Deutschland droht Klimaziel 2026 zu verfehlen
- **ERDGASFAHRZEUGE:** Verkehrsressort will alle alternativen Antriebe gleichbehandeln
- **ÖSTERREICH:** Strategische Gasreserve bleibt bis 2029
- **POLITIK:** Niedrige Füllstände: Grüne fordern Gas-Krisengipfel
- **STROMNETZ:** Landtag votiert einstimmig für separate Strompreiszone

HANDEL & MARKT

- **SMART METER:** Flexible Stromnutzung stößt auf Interesse
- **GAS:** Total Energies steigt aus Arctic LNG 2 aus
- **KERNKRAFT:** AKW Paks ging wieder mit Maximalleistung ans Netz
- **STATISTIK DES TAGES:** Asien führt deutlich bei PV-Installationen

TECHNIK

- **WINDKRAFT OFFSHORE:** Fortschritte in der Nordsee
- **WINDKRAFT OFFSHORE:** Borkum liefert negative Sekundärleistung
- **MOBILITÄT:** Augsburg baut E-Carsharing aus

UNTERNEHMEN

- **STROMNETZ:** KfW finanziert Netzausbau bei N-Ergie
 - **BILANZ:** Thermondo erstmals profitabel
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Gaspreise nähern sich höchstem Stand seit Januar 2023
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Streit um Kraftwerk für Rechenzentrum



Quelle: Fotolia / Ralf Uner

GASKRAFTWERKE. Die Stadt Schlüchtern (Hessen) prüft ein 750-Millionen-Euro-Kraftwerk für ein geplantes Rechenzentrum in Birstein. Die Anlage soll auch Wärme liefern und das Stromnetz stützen.

Die Stadt Schlüchtern im Main-Kinzig-Kreis prüft den Bau eines Kraftwerks mit einer Leistung von bis zu 276 MW. Nach Angaben der Kommune soll die Anlage im Gewerbegebiet „Auf dem Reitstück“ entstehen und vor allem ein geplantes Rechenzentrum im benachbarten Birstein mit Strom versorgen. Das Investitionsvolumen gibt die Stadt mit 750 Millionen Euro an.

Hinter dem Vorhaben steht die Argaman Group aus Frankfurt, die Kraftwerk und Rechenzentrum plant. Das Kraftwerk soll nach Angaben der Stadt von einem großen deutschen Energieversorger gebaut und betrieben werden. Welches Unternehmen diese Rolle übernehmen soll, ist bislang nicht bekannt.

Das Kraftwerk soll zunächst Erdgas und Brennstoffzellen nutzen und für einen späteren Betrieb mit Wasserstoff ausgelegt sein. Nach Angaben der Argaman Group soll die Energie zu 80 Prozent aus Brennstoffzellen und zu 20 Prozent aus Gasverbrennung stammen. Ab Mitte der 2030er Jahre ist laut Geschäftsführer David Roitman eine vollständige Umstellung auf einen CO₂-neutralen Betrieb vorgesehen. Dafür soll perspektivisch eine eigene Wasserstoffpipeline errichtet werden.

Als Standortvorteil nennt Roitman die vorhandene Gasinfrastruktur. In Schlüchtern kreuzen sich nach Angaben der Argaman Group zwei größere Gasleitungen. Zudem liegt das Umspannwerk Elm in der Nähe. Dort soll der erzeugte Strom langfristig auch zur Stabilisierung des Stromnetzes eingespeist werden.

Rechenzentrum benötigt bis zu 200 MW

Das Kraftwerk steht in direktem Zusammenhang mit einem geplanten Rechenzentrum in Birstein. Die Argaman Group will dort auf einem elf Hektar großen Gelände ein Rechenzentrum mit einer IT-Leistung von bis zu 200 MW errichten. Nach Angaben der Stadt Birstein umfasst das Investitionsvolumen mehrere Milliarden Euro. Der Strombedarf des Zentrums entspricht damit rechnerisch dem Bedarf von mehr als 150.000 Haushalten.

Birstein und Schlüchtern haben angekündigt, bei den beiden Vorhaben eng zusammenzuarbeiten. In Birstein war das Rechenzentrum zuletzt Gegenstand politischer Diskussionen. Die Gemeindevertretung lehnte einen Antrag auf einen Bürgerentscheid zu dem Projekt ab.

Für Schlüchtern verspricht das Kraftwerk neben der Stromversorgung des Rechenzentrums auch wirtschaftliche Effekte. Bürgermeister Matthias Möller (parteilos) rechnet nach Angaben der Stadt mit deutlich höheren Gewerbesteuereinnahmen. Diese könnten um rund 40 Prozent steigen und zusätzliche Investitionen etwa in einen Feuerwehrstandort oder die Sanierung von Kindertagesstätten ermöglichen.

Zudem soll die Abwärme des Kraftwerks für ein Fernwärmenetz genutzt werden. Die Stadt rechnet mit einer Wärmeleistung von rund 50 MW. Damit könnten nach ihren Angaben bis zu 10.000 Haushalte versorgt werden. Auch öffentliche Einrichtungen sowie Gewerbe- und Industriebetriebe könnten die Wärme nutzen.



Birsteins Bürgermeister Fabian Fehl (Mitte) und die Verantwortlichen der Stadt Schlüchtern (von links) Thomas Rau, Moritz Föller, Bürgermeister Matthias Möller und Julian Fehl wollen für Kraftwerk und Rechenzentrum kooperieren
Quelle: Stadt Schlüch

Bau könnte 2028 beginnen

Die Stadt nennt eine Bauzeit von rund zwei Jahren. Beginnen könnten die Arbeiten demnach Anfang 2028, sofern die politischen Gremien einer vertieften Prüfung zustimmen und das Vorhaben anschließend genehmigungsfähig ist. Das Kraftwerk soll mindestens 30 Jahre betrieben werden.

Nach Angaben der Kommune prüft die Stadt unter anderem Emissions- und Lärmschutz sowie Natur- und Umweltschutz. Auch bau-, steuer- und naturschutzrechtliche Fragen sollen in die Prüfung einfließen.

Möller will zudem die Bevölkerung frühzeitig einbeziehen. „Wir wollen von Beginn an alle mitnehmen und fachlich korrekt informieren, sodass sich jeder eine Meinung bilden kann“, so Möller. Mit Blick auf den geplanten Wasserstoffbetrieb steht das Projekt vor einer grundsätzlichen Herausforderung. Kritiker sogenannter H2-ready-Kraftwerke bezweifeln, dass in Deutschland mittelfristig ausreichend grüner Wasserstoff zur Verfügung stehen wird.

Wissenschaftler des RWI – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung und der Ostbayerischen Technischen Hochschule Regensburg sowie Vertreter der Deutschen Umwelthilfe warnen laut dem Bericht zudem davor, dass solche Anlagen länger mit Erdgas betrieben werden könnten. Auch die höheren Kosten und die technische Komplexität von Wasserstoffanlagen sind Gegenstand der Kritik.

In Hessen gibt es bereits Widerstand gegen vergleichbare Vorhaben. In Maintal stocken Pläne für ein Gaskraftwerk, das ein Rechenzentrum mit Strom versorgen soll. Auch gegen ein geplantes Gaskraftwerk auf der Ingelheimer Aue zwischen Wiesbaden und Mainz gibt es Proteste. In Gießen wiederum hat das Stadtparlament den Bau eines großen Rechenzentrums beschlossen, gegen den sich Anwohner und ein Parteienbündnis wenden. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

Deutschland droht Klimaziel 2026 zu verfehlen

KLIMASCHUTZ. Agora Energiewende erwartet für 2026 erstmals eine Überschreitung des gesetzlichen Emissionsziels. Fossile Preisschocks bremsen die Wirtschaft, Elektrifizierung wirkt positiv.

Deutschland droht im laufenden Jahr erstmals eine Überschreitung seines gesetzlichen Klimaziels. Nach einer ersten Berechnung des Berliner Thinktanks Agora Energiewende sind die Treibhausgasemissionen im ersten Halbjahr 2026 lediglich um rund zwei Prozent beziehungsweise bis zu 7 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (CO₂-Äq) gegenüber dem Vorjahreszeitraum gesunken. Entwickelt sich der Ausstoß in der zweiten Jahreshälfte ähnlich, würden die Emissionen insgesamt bei rund 635 Millionen Tonnen CO₂ liegen.

Damit würde Deutschland die im Klimaschutzgesetz für 2026 festgelegte Emissionshöchstgrenze von 625 Millionen Tonnen CO₂ um rund 10 Millionen Tonnen überschreiten. Zugleich wäre der Rückgang gegenüber 2025 mit etwa 13 Millionen Tonnen deutlich geringer als erforderlich, um die Klimaziele bis 2030 zu erreichen. Laut Agora Energiewende müssten die jährlichen Emissionen dafür im Schnitt um rund 40 Millionen Tonnen CO₂ sinken.

Zu wenig politische Maßnahmen

Bis Ende Juni emittierte Deutschland nach der vorläufigen Agora-Berechnung rund 327 Millionen Tonnen CO₂-Äq. Den größten Beitrag zum Rückgang führt der Thinktank auf die fossile Energiepreiskrise zurück. Diese habe infolge der Blockade der Straße von Hormus seit März 2026 zu deutlich höheren Öl- und Gaspreisen geführt.

Die Preisentwicklung wirkt sich laut Agora Energiewende insbesondere auf die wirtschaftliche Aktivität aus. Die Produktion im verarbeitenden Gewerbe ging im ersten Halbjahr zurück. Auch der Lkw-Verkehr auf deutschen Straßen nahm leicht ab. Gleichzeitig sank der Absatz von leichtem Heizöl deutlich. Bei diesem Wert weist Agora Energiewende allerdings auf erhebliche statistische Unsicherheiten hin. Der tatsächliche Emissionsrückgang könnte deshalb geringer ausfallen als bislang berechnet.

Elektrifizierung wirkt auf Klimabilanz

Positive Effekte kommen dagegen aus der zunehmenden Elektrifizierung. Laut Agora Energiewende erreichten Wärmepumpen und Elektroautos im ersten Halbjahr neue Absatzhöchststände. Der steigende Anteil von Wärmepumpen habe dazu beigetragen, dass der Erdgasverbrauch in Gebäuden trotz eines kalten Jahresbeginns und eines höheren Heizbedarfs ungefähr konstant blieb.

„Das erste Halbjahr 2026 steht deutlich im Zeichen der fossilen Energiepreiskrise“, sagt Julia Bläsius, Direktorin von Agora Energiewende Deutschland. Die deutsche Wirtschaft werde erneut von fossilen Preisschocks getroffen. Gleichzeitig setze sich der Elektrifizierungstrend bei Verbrauchern mit den steigenden Verkaufszahlen von Wärmepumpen und Elektroautos fort.

Aus Sicht von Bläsius sollte die Bundesregierung diese Entwicklung durch ihre Energie- und Industriepolitik verstärken. Der Ausbau erneuerbarer Energien und die Elektrifizierung könnten Deutschland unabhängiger von fossilen Energieträgern machen und die Wirtschaft widerstandsfähiger gegen Preisschocks auf den internationalen Energiemärkten.

Fossile Brennstoffe immer teurer

Die Auswirkungen der fossilen Preissteigerungen zeigen sich laut Agora Energiewende auch bei den Importkosten. Seit Beginn des Konflikts Ende Februar seien für Rohöl und Erdgas zusätzliche Kosten von rund 7,4 Milliarden Euro entstanden. Dabei stiegen die Ölimporte gegenüber dem Vorjahreszeitraum lediglich um zwei Prozent. Die Erdgasimporte gingen sogar um elf Prozent zurück.

Beim Öl schlagen die höheren Weltmarktpreise laut Agora Energiewende unmittelbar auf die Verbraucher durch. Beim Erdgas wirken sich Preisänderungen dagegen teilweise zeitverzögert aus, da Lieferverträge längerfristig geschlossen werden. Auch bei den Heizkosten könnten die höheren Beschaffungskosten deshalb später sichtbar werden. Als Reaktion auf die gestiegenen Kraftstoffpreise führte die Bundesregierung im Mai und Juni einen Tankrabatt ein.

Agora-Direktorin Bläsius kritisiert die Maßnahme als kurzfristig und wenig zielgerichtet. Staatliche Hilfen sollten vor allem Haushalte unterstützen, die besonders stark von den Preissteigerungen betroffen seien. „Gleichzeitig muss die Bundesregierung Maßnahmen ergreifen, die die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern dauerhaft verringern“, forderte sie.

Agora fordert mehr Planungssicherheit

Als Beispiele für eine stärkere Verbindung von Krisenpolitik und Klimaschutz verweist Agora Energiewende auf Spanien und Frankreich. Spanien treibe den Ausbau erneuerbarer Energien voran, Frankreich habe einen Plan zur beschleunigten Elektrifizierung vorgelegt. Für Deutschland sieht Bläsius Nachholbedarf.

Die Bundesregierung müsse aus Sicht der Agora-Direktorin vor allem verlässliche Rahmenbedingungen für klimafreundliche Investitionen schaffen. Das betreffe Haushalte, Unternehmen und Kommunen. Zudem müsse die Finanzierung von Klimaschutzmaßnahmen abgesichert werden. Auch Preissignale sollten stärker auf die Transformation ausgerichtet werden. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Verkehrsressort will alle alternativen Antriebe gleichbehandeln



Quelle: Jonas Rosenberger / E&M

ERDGASFAHRZEUGE. Das Bundesverkehrsministerium hat sich spätestens seit dem Amtsantritt von Steffen Bilger (CDU) vom All-electric-Ansatz inklusive Wasserstoff bei der Verkehrswende verabschiedet.

Ein Tankstellen-Besuch des Parlamentarischen Staatssekretärs beim Bundesverkehrsminister, Christian Hirte (CDU), im Rahmen seiner Sommertour hat eine Neuakzentuierung der deutschen Verkehrswende-Politik zu Tage treten lassen, wonach eine ausschließliche Förderung der E-Mobilität als ungenügend angesehen wird. Hirte ist seit Juni 2025 im Amt, Verkehrsminister Steffen Bilger seit Ende Juli dieses Jahres als Nachfolger von Patrick Schnieder (beide CDU).

Beim Besuch einer Bio-CNG-Tankstelle des Deutschland-Marktführers OG Clean Fuels in Gebesee nördlich von Erfurt sagte Hirte laut Unternehmensmitteilung: „E-Lkw sowie Wasserstoff bestimmen die Schlagzeilen und politische Debatte – doch hier sieht man, dass es für einen klimaschonenden Straßengüterverkehr praxisgerechte Lösungen gibt, die in der Öffentlichkeit zu wenig bekannt sind“, stellt Hirte fest. Das Mitglied der BMV-Hausleitung weiter: „Wir benötigen alles, was hilft. Die Elektrifizierung wird ein wesentlicher Baustein für eine zukunftsfähige Logistik sein. Doch es braucht einen Antriebsmix, um die Anforderungen der Transportwirtschaft hinsichtlich Kosten, Flexibilität und Praxistauglichkeit zu erfüllen.“

Die steigende Nachfrage nach Bio-CNG aus der Logistikwirtschaft sowie die steigenden Absatzmengen in Deutschland seien ihm so nicht bewusst gewesen, räumte Hirte ein. „Dass sich sowohl Logistik-Konzerne wie DHL oder Edeka als auch mittelständische Transportunternehmen für CNG-Lkw entscheiden, zeigt das große Potenzial von Bio-CNG.“



Parlamentarischer Staatssekretär Christian Hirte (links) beim Volltanken eines Bio-CNG-Lasters in Gebesee bei Erfurt

Quelle: OG Clean Fuels / Stegmann

Warum CNG doch wächst

Das Wachstum erklärt sich OG Clean Fuels einerseits durch die niedrigen und auch seit dem Irakkrieg stabil gebliebenen Zapfsäulenpreise von netto unter 1 Euro/Kilo - deutlich unterhalb des Dieselpreises. Im Flottengeschäft wird Preisstabilität über Rahmenlieferverträge sogar für vier oder mehr Jahre garantiert.

Andererseits sei der deutsche Markt über die sogar CO₂-negative Kraftstoff-Versorgung hinaus durch die Verwendung von Rest- und Abfallstoffen fürs Bio-CNG raus aus der Tank-oder-Teller-Debatte. Zudem wollten einige Fuhrunternehmen ursprünglich nur eine E-Lkw-Flotte mit eigenen Ladepunkten anschaffen, würden dann aber vom fehlenden Netzanschluss ausgebremst. Oder eben zu Bio-CNG gelehrt.

Spätestens seit der Energiekrise 2021/22 durch den russischen Überfall auf die Ukraine schien Erdgas als Kraftstoff (Compressed Natural Gas) ein Auslaufmodell zu werden: Kein europäischer Autohersteller mehr legte neue CNG-Pkw-Modelle auf, ein Zapfsäulen-Ausrüster ging pleite, das deutsche Netz schrumpfte von 920 auf grob 700 Tankstellen.

Derweil übernahm OG Clean Fuels, eine niederländische Gründung, eine deutsche CNG-Tankstelle nach der anderen, die sonst vom Stadtwerk oder regionalen Gasversorger geschlossen worden wäre, und stieg so peu a peu mit jetzt allein 170 öffentlichen CNG-Standorten zum Marktführer auf. Sie ist allerdings Betreiber von Tank- und Lade-Infrastruktur für sämtliche alternative Antriebe, also auch Bio-LNG, HVO100 (Biodiesel aus hydriertem Pflanzenöl), grünen Wasserstoff und Schnellladesäulen.

Der Erfolgsansatz von OG ist laut einem Unternehmenssprecher, dass es konsequent auf die Versorgung von Lkw setzt. Bei neuen Standorten wird mit Lkw-geeigneten Zapfsäulen (mit anderem Tankstutzen und höherem Durchsatz) begonnen, bei übernommenen Pkw-CNG-Standorten kommt in aller Regel eine Lkw-CNG-Zapfsäule hinzu. Die Absatzmengen pro Station sind für das Frachtgeschäft um ein Vielfaches höher. OG Clean Fuels betreibt auch 21 nichtöffentliche Lkw-CNG-Stationen für Flottenkunden, derzeit für DHL und Edeka. Das Unternehmen ist über seinen Heimatmarkt und Deutschland hinaus in Frankreich, Italien und Schweden aktiv. (geo) // VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

Strategische Gasreserve bleibt bis 2029



Quelle: Pixabay / slon_pics

ÖSTERREICH. Einen Speicherfüllstand von 65 Prozent vermeldet das österreichische Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus. Reserven sollen die Winterversorgung absichern.

In Österreich lagerten zum Stichtag 23. August rund 65,4 Milliarden kWh Gas in den Speichern. Das entspricht einem Füllstand von 65 Prozent, wie das österreichische Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus (BMWET) mitteilt. Damit liegt Österreich über dem europäischen Durchschnitt von 62 Prozent und auch über dem deutschen Niveau von rund 50 Prozent.

Österreich verfügt laut Ministerium zugleich über vergleichsweise große Speicherkapazitäten, wie es weiter aus Wien heißt. Insgesamt können die Anlagen rund 100 Milliarden kWh Gas aufnehmen. Dem stellt das BMWET einen Jahresverbrauch von 75 bis 80 Milliarden kWh gegenüber.

Energieminister Wolfgang Hattmannsdorfer (ÖVP) verweist vor allem auf die Rolle der Speicher für die Versorgungssicherheit. „Unsere Speicher können mehr Gas aufnehmen, als Österreich in einem Jahr verbraucht“, erklärt er. Neben Lettland sei Österreich das einzige Land der Europäischen Union, auf das dies zutreffe.

Mehrere Instrumente sichern Gasversorgung

Neben den regulären Speichermengen setzt Österreich auf mehrere zusätzliche Vorsorgeinstrumente. Dazu gehören nach Angaben des österreichischen Energieministeriums die strategische Gasreserve, verpflichtende Gasvorräte für Kraftwerke und besonders geschützte Reserven von Industriebetrieben. Die strategische Gasreserve hat Österreich zuletzt bis April 2029 verlängert. Sie soll mögliche Versorgungsengpässe und geopolitische Risiken abfedern.

Bei der Einordnung der Speicherstände verwendet das Ministerium allerdings zwei unterschiedliche Bezugsgrößen. Neben dem Füllstand von 65 Prozent gibt es an, dass die derzeit gespeicherten 65,4 Milliarden kWh rund 87 Prozent des österreichischen Jahresverbrauchs abdecken. Zugleich beziffert das BMWET den Jahresverbrauch auf 75 bis 80 Milliarden kWh. Rechnerisch entsprechen die vorhandenen Mengen damit – je nachdem, welcher Wert aus dieser Spanne zugrunde liegt – rund 82 bis 87 Prozent des

Jahresverbrauchs. Für die Versorgung im kommenden Winter verweist Christoph Dolna-Gruber von der Österreichischen Energieagentur neben den gespeicherten Mengen auf stabile Gasimporte und eine verstärkte heimische Gasförderung in Wittau in Niederösterreich.

Die OMV hat dort am 18. Mai dieses Jahres die Gasproduktion aufgenommen. Nach Unternehmensangaben handelt es sich um den größten österreichischen Gasfund seit rund 40 Jahren. In der ersten Ausbaustufe sollen 11 Milliarden kWh Erdgas erschlossen werden; insgesamt beziffert die OMV die förderbaren Ressourcen auf bis zu 48 Milliarden kWh. Bei vollständigem Ausbau soll Wittau die Gasproduktion der OMV in Österreich etwa verdoppeln.

Ministerium verweist auf Deutschland

Als Vergleich führt das BMWET Deutschland an. Dabei unterscheidet das Ministerium zwischen Speicherfüllstand und gespeicherter Menge im Verhältnis zum Jahresverbrauch. Die deutschen Speicher seien derzeit rund zur Hälfte gefüllt. Bezogen auf den Jahresverbrauch entspreche der vorhandene Vorrat dagegen lediglich 14 Prozent.

Die langsamere Befüllung in Deutschland führt das BMWET vor allem auf fehlende wirtschaftliche Anreize zurück. Eine Kilowattstunde Gas koste derzeit 6,6 Cent an der Börse, nach 3,3 Cent vor einem Jahr. Nach Darstellung des österreichischen Ministeriums appellierten deutsche Behörden deshalb an die Marktteilnehmer, mehr Gas einzuspeichern, und erwögen ein Modell nach österreichischem Vorbild. (ds)

// VON DAVINA SPOHN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Niedrige Füllstände: Grüne fordern Gas-Krisengipfel



Quelle: Deutscher Bundestag / Thomas Imo / photothek

POLITIK. Die Füllstände der deutschen Gasspeicher sind niedrig. Die Grünen werfen der Bundesregierung vor, zu wenig zu unternehmen. Die Union will Kohlekraftwerke anwerfen.

Die Grünen fordern die Bundesregierung angesichts der niedrigen Füllstände der Gasspeicher zum Handeln auf. „Die Regierung muss jetzt einen Gipfel zur Versorgungssicherheit mit Gas machen“, sagte der Energiepolitiker Michael Kellner. „Es ist frustrierend, schon wieder über leere Gasspeicher sprechen zu müssen, aber die Lage ist ernst“.

Die Füllstände der Gasspeicher lägen bei nur 52 Prozent, es sei unklar, wie so die Speicherziele erreicht werden sollten. Die Grünen unterstützten einen Antrag der Linken für eine Sondersitzung des Bundestagsausschusses für Wirtschaft und Energie. Das Wirtschaftsministerium müsse dort sagen, welche Maßnahmen es ergreifen wolle.

Es brauche schnelle Lösungen, sagte Kellner. „Denn sonst wird der Winter teuer für Industrie und Haushalte.“ Die deutschen Speicher seien zum Ende des Winters extrem leer gewesen. Alle Warnungen seien von Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) seit März weggelächelt worden. „Nur auf LNG-Importe zu verweisen, reicht nicht, denn dies treibt uns in eine fatale Abhängigkeit von den USA. Das Ergebnis ist keine derzeit ausreichende Vorsorge.“

Eine Verordnung sieht vor, dass die Gasspeicher am 1. November zu durchschnittlich 70 Prozent gefüllt sein sollen. Wenn das nicht klappt, würde unter Umständen der Staat Gas einkaufen und einspeichern lassen - wie schon 2022, im ersten Jahr des Ukraine-Kriegs. Das würde aber viel Geld kosten. Wegen des

Iran-Kriegs mit der faktischen Blockade der Straße von Hormus sind die Gaspreise diesen Sommer ungewöhnlich hoch, weshalb Händler weniger Gas für den Verkauf im Winter einkaufen.

Handelt die Regierung?

Das Wirtschaftsministerium hatte erklärt, nach aktuellem Erkenntnisstand sei eine Gasmangellage im kommenden Winter nicht zu erwarten. Die Lage sei aber angespannter als in den vergangenen beiden Wintern. Die Speicherstände in Deutschland lägen derzeit deutlich niedriger als in den vergangenen Jahren. Die Versorgungssicherheit lasse sich aber nicht allein am Faktor Speicherfüllstand ablesen. „Entscheidend ist das Zusammenspiel von Speichern, laufenden Pipelineimporten, LNG-Importen, verfügbarer Infrastruktur, Nachfrage und dem europäischen Gasverbund.“

Weiter hieß es, die Wintervorsorge bleibe zunächst Aufgabe des Marktes. „Wenn sich zentrale Risikofaktoren für die Versorgungssicherheit deutlich verschärfen, kann und wird der Staat reagieren.“

Unionsfraktionsvize will Kohlekraftwerke anwerfen

Unionsfraktionsvize Sepp Müller will angesichts der hohen Gaspreise die deutschen Kohlekraftwerke stärker nutzen. „Es geht um die Kohlekraftwerke, die im Moment nur einspringen, wenn der Strom in den Dunkelflauten ohne Wind und Sonne sehr knapp ist“, sagte der CDU-Politiker der „Wirtschaftswoche“. „Diese Kohlekraftwerke sollten wieder ständig laufen.“

Das könne die Strompreise senken und helfen, teures Gas zu sparen - und so auch dazu beitragen, die Speicher für den Winter zu füllen, argumentierte Müller. Er verwies auf die besondere Lage durch den Iran-Krieg, der die Gaspreise in die Höhe schnellen lässt, und auf den Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD. Dort steht: „Der Zeitplan, Kohlekraftwerke vom Netz oder in die Reserve zu nehmen, muss sich danach richten, wie schnell es gelingt, steuerbare Gaskraftwerke tatsächlich zuzubauen.“

Die Kraftwerke in der Reserve ließen sich schnell aktivieren, sagte Müller. „Wir werden das nun in der Koalition besprechen.“ Die deutsche Wirtschaft könne so pro Jahr einen dreistelligen Millionenbetrag sparen, glaubt der Abgeordnete.

Übergangslösung

Die Kohlekraftwerke sollten aus Sicht Müllers laufen, bis Gaskraftwerke mit einer vergleichbaren Kapazität gebaut sind, was voraussichtlich 2030 oder 2031 der Fall sei. Auf den Hinweis, dass Kohle als sehr klimaschädliche Art der Stromerzeugung gilt, verwies Müller auf den Emissionshandel. Er kündigte an, das Thema bei der SPD anzusprechen. Mit Wirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU) sei er im Austausch. „Es gibt Ideen, wie man's machen kann.“ // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Landtag votiert einstimmig für separate Strompreiszone



Quelle: Günter Drewnitzky

STROMNETZ. Das Parlament in Schleswig-Holstein hat die Landesregierung beauftragt, sich auf Bundes- und EU-Ebene für eine Reform der deutsch-luxemburgischen Stromgebotszone stark zu machen.

Solch politische Einigkeit in Energiefragen erlebt man selten. Alle Fraktionen im schleswig-holsteinischen Landtag haben sich hinter einen Antrag gestellt, in dem die Landesregierung aufgefordert wird, sich für eine separate Stromgebotszone einzusetzen. Der Antrag kam ursprünglich von den Regierungsfractionen aus CDU und Grünen. SPD, FDP und Süd-Schleswigscher Wählerverband (SSW) schlossen sich diesem an. Am 27. August wurde er einstimmig angenommen.

„Während bei uns die erneuerbare Energie vorhanden ist, steht sie gleichzeitig im Stau. Durch den fehlenden Netzausbau in den Süden ist es so, dass wir den Strom nicht dort hinbekommen, wo die Industrie im Süden ihn nachfragt“, erläuterte der CDU-Abgeordnete Andreas Hein im Landtag. Ungefähr drei Milliarden Euro müsse Schleswig-Holstein jährlich für das Netzengpassmanagement bezahlen. Davon würden 435 Millionen Euro an Betreiber von Erneuerbaren-Anlagen gehen, und davon allein 165 Millionen Euro nach Bayern. Der „Löwenanteil“ der drei Milliarden fließe an die Betreiber fossiler Kraftwerke, sagte Hein.

Sybilla Nitsch vom SSW erinnerte daran, dass ihre Fraktion einen ähnlich lautenden Antrag bereits vor einem Jahr eingebracht hatte. „Endlich wacht Schwarz-Grün auch auf“, sagte Nitsch. Die SSW-Vertreterin weiter: „Uns stellt man das Windrad vor die Tür und woanders sinken die Preise. Was sollen wir mit mehr erneuerbarem Strom, wenn wir ihn nicht im Land brauchen? Warum bauen wir weiter die erneuerbaren Energien aus, wenn dadurch doch nur die Redispatch-Kosten weiter steigen?“

Druck aus mehreren Bundesländern

Hein wies darauf hin, dass die Europäische Union prüfe, wie hier möglicherweise in Zukunft eine sinnvolle und gerechtere Aufteilung aussehen könnte. Im Juni dieses Jahres hatte die Industrie- und Handelskammer Schleswig-Holstein ihr Konzept „Nordic Twin Sea Zone“ (NTSZ) vor EU-Vertretern präsentiert. Das Konzept zielt auf eine gemeinsame Stromgebotszone von Schleswig-Holstein mit Westdänemark und Hamburg. Es stützt sich auf eine Studie des Fraunhofer-Instituts für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, wonach eine solche Zone in Kombination mit mindestens 3.000 MW flexibler Elektrolyse zu einem strukturell stabileren, kosteneffizienteren und resilienteren Energiesystem führen würde.

Auch andere Bundesländer überlegen, sich von der einheitlichen deutsch-luxemburgischen Stromgebotszone abzuspalten. Brandenburgs Ministerpräsident Dietmar Woidke (SPD) ließ Anfang Juli durchblicken, dass das Land eine gemeinsame Gebotszone mit polnischen Regionen prüfe. In Sachsen-Anhalt sprach sich die Grünen-Spitzenkandidatin für eine gemeinsame Zone mit Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen aus. „Das ist nichts, was wir auf Landesebene regeln können, aber das müssen wir als Land anstoßen und unterstützen“, sagte sie der Deutschen Presse-Agentur.

Die Bundesregierung indes hält an der einheitlichen Stromgebotszone fest. Bleibt sie bei ihrer Position, könnte eine Gebotszonen-Teilung nur aufgrund von Regelverstößen der Übertragungsnetzbetreiber angestoßen werden. Auf europäischer Ebene könne ein Verfahren ausgelöst werden, „wenn die ÜNB die 70-Prozent-Regel nicht einhalten“, sagte Johanna Kamm, wissenschaftliche Referentin der Stiftung Umweltenergierecht. Seit 1. Januar müssen die ÜNB mindestens 70 Prozent ihrer Übertragungskapazitäten für den Handel zwischen Gebotszonen bereitstellen.

70-Prozent-Regelung: ÜNB noch ohne finale Zahlen

Bis Ende vergangenen Jahres galt für Deutschland eine Übergangsregelung; der Mindestwert betrug 60,3 Prozent. „Die fünf deutschen Übertragungsnetzbetreiber haben die gesetzlichen Vorgaben für den gebotszonenübergreifenden Stromhandel nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung im Jahr 2025 an

allen Grenzen erfüllt. Sofern es Abweichungen vom linearen Anstiegspfad gab, waren diese nach Art. 16 Abs. 3 der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung aus Gründen der Systemsicherheit gerechtfertigt und sind nicht zu beanstanden“, teilte die Bundesnetzagentur auf Anfrage mit.

Ob die 70-Prozent-Marke in den ersten acht Monaten des laufenden Jahres durchwegs erreicht worden ist, steht noch nicht fest: „Die Einhaltung der in Artikel 16 der Verordnung (EU) 2019/943 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Clean Energy Package) vorgesehenen Mindestbereitstellung von 70 Prozent der Übertragungskapazität für den zonenübergreifenden Handel wird auf Basis eines vollständigen Kalenderjahres bewertet. Für das Erfüllungsjahr 2026 liegen derzeit noch keine abschließend ausgewerteten Ergebnisse vor“, so die ÜNB gegenüber der Redaktion. Man sei „zuversichtlich, die Anforderungen aus Artikel 16 im Jahr 2026 in allen Stunden des Jahres einzuhalten“. (mf)

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Shutterstock / LeahKat

Flexible Stromnutzung stößt auf Interesse

SMART METER. Knapp die Hälfte der Deutschen ist laut einer Yougov-Umfrage bereit, den Stromverbrauch an schwankende Preise anzupassen. Dynamische Tarife nutzen aber aktuell nur sechs Prozent.

Knapp die Hälfte der Menschen in Deutschland kann sich vorstellen, den Betrieb größerer Stromverbraucher an den Börsenstrompreisen auszurichten. Das zeigt eine repräsentative Umfrage des Marktforschungsunternehmens Yougov im Auftrag von Einskommafünfgrad unter 2.074 Menschen ab 18 Jahren. Die Umfrage wurde vom 9. bis 11. Juni 2026 durchgeführt.

Demnach sind zwölf Prozent der Befragten sehr bereit, ihren Stromverbrauch aktiv in Zeiten niedriger Preise zu verlagern. Weitere 37 Prozent würden dies mit einzelnen Geräten tun, wenn sich daraus ein finanzieller Vorteil ergibt. 20 Prozent stehen einer solchen Verschiebung eher ablehnend gegenüber. Für 18 Prozent kommt sie überhaupt nicht infrage, 13 Prozent machten keine Angabe.

Als Beispiele für flexible Verbraucher nannte die Befragung unter anderem Elektroautos, Wärmepumpen, Waschmaschinen und Geschirrspüler. Für die Energiewirtschaft kann die zeitliche Verschiebung solcher Verbräuche dazu beitragen, Stromnachfrage und Erzeugung stärker aufeinander abzustimmen.

Bereitschaft scheitert am fehlenden Smart Meter

Trotz der grundsätzlichen Bereitschaft nutzen bislang wenige Haushalte dynamische Stromtarife. Laut der Umfrage beziehen lediglich sechs Prozent der Befragten Strom zu einem Tarif, bei dem sich der Preis regelmäßig an den Börsenstrompreisen orientiert.

Als häufigstes Hindernis nannten 36 Prozent die Zufriedenheit mit ihrem bestehenden Stromtarif. Weitere 22 Prozent verwiesen auf fehlende technische Voraussetzungen wie einen intelligenten Stromzähler, einen Smart Meter. 20 Prozent sorgen sich, mit einem dynamischen Tarif höhere Kosten als mit einem Festpreistarif zu haben. 18 Prozent wollen den eigenen Verbrauch nicht manuell an schwankende Preise anpassen.

Jannik Schall, Produktchef und Mitgründer von Einkommafünfgrad, sieht deshalb vor allem bei der automatisierten Steuerung Potenzial. Preissignale sollten seiner Ansicht nach automatisch an Haushalte weitergegeben werden. Das könne Verbrauchern den Zugang zu günstigen Strompreisen erleichtern und zugleich das Stromnetz entlasten.



Umfrageergebnisse zu dynamischem Stromtarif

(Für Vollbild auf die Grafik klicken)

Quelle: Einkommafünfgrad

Halbierung der Stromkosten möglich

Wie stark eine Steuerung die Kosten beeinflussen kann, zeigt laut Einkommafünfgrad das Beispiel eines eigenen Kunden. Das Unternehmen verglich den Strombezug eines Haushalts mit Elektroauto oder Wärmepumpe über den 18. und 19. Dezember 2025. Ohne Steuerung wäre der Verbrauch demnach überwiegend am späten Nachmittag oder Abend angefallen. An den ausgewählten Tagen hätte der Strombezug mehr als zehn Cent/kWh vor Steuern und Abgaben gekostet.

Mit der von Einkommafünfgrad angebotenen Steuerung Heartbeat AI verlagerte der Kunde den Strombezug dagegen automatisch in die Nacht. In der ersten Nacht lag der Preis laut Unternehmen bei knapp fünf Cent/kWh, in der folgenden bei weniger als zwei Cent/kWh. Ohne Steuerung wären die reinen Strombezugskosten damit in diesem Beispiel mindestens doppelt so hoch gewesen.

Schall räumt zugleich ein, dass die Sorge vor höheren Kosten bei einem dynamischen Tarif ohne intelligente Steuerung berechtigt sein kann. Besonders für Haushalte mit hohen flexiblen Verbräuchen, etwa durch Wärmepumpe oder Elektroauto, sei die Kombination aus dynamischem Tarif und automatisierter Steuerung relevant. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Total Energies steigt aus Arctic LNG 2 aus



Quelle: Shutterstock / Mike Mareen

GAS. Der französische Energiekonzern Total Energies hat seinen Ausstieg aus dem russischen Flüssigerdgasprojekt Arctic LNG 2 abgeschlossen.

Die 10-prozentige Beteiligung wurde an NordLine, eine Tochtergesellschaft des russischen Mehrheitseigners Novatek, übertragen, teilte das Unternehmen mit. Total Energies ist damit nicht länger Anteilseigner des Projekts, berichtet die „Moscow Times“.

Den Anteil hatte der Konzern bereits 2022 nach dem russischen Angriff auf die Ukraine mit 4,1 Milliarden US-Dollar abgeschrieben. Die Betreiber und Zulieferer von Arctic LNG 2 unterliegen westlichen Sanktionen, die das Projekt erheblich beeinträchtigen.

Offen bleibt die Rückzahlung von Darlehen in Höhe von 1,3 Milliarden Dollar, die TotalEnergies gemeinsam mit anderen Anteilseignern für das Projekt bereitgestellt hatte. Eine Rückzahlung sei angesichts der geltenden Sanktionen vorerst unwahrscheinlich, könne aber künftig möglich werden, erklärte der Konzern.

Total Energies bleibt in Russland über Beteiligungen an Novatek und dem LNG-Projekt Jamal engagiert. Der französische Konzern hält 19,4 Prozent an Novatek und 20 Prozent an Jamal. Ein Verkauf dieser Anteile sei wegen der Sanktionen derzeit nicht möglich. (mkl) // **VON MARTIN KLINGSPORN**

[^ Zum Inhalt](#)

AKW Paks ging wieder mit Maximalleistung ans Netz



Quelle: Pixabay / Ulrike Leone

KERNKRAFT. Dank des gestiegenen Donaupegels und Baumaßnahmen sind alle vier Reaktoren des ungarischen Kernkraftwerkes Paks wieder voll in Betrieb.

Die acht Dampfturbinen arbeiten mit ihrer vollen Kapazität von 2.000 MW, erklärte der ungarische Regierungschef Peter Magyar. Im Zuge dieser Entspannung hatte der Betreiber des ungarischen Stromnetzes, Mavir, nach eigenen Angaben die Einstufung als Krisensituation aufgehoben. Angesichts der verfügbaren Erzeugungskapazitäten und Reserven könne das Gleichgewicht des ungarischen Stromnetzes sowie die Versorgung im Normalbetrieb gewährleistet werden, heißt es in einer Pressemitteilung.

Wegen des historisch niedrigen Donaupegels und der damit verbundenen Probleme der Kühlung der Reaktoren stand das AKW Anfang August knapp vor einem vollständigen Ausfall. Nur Block 2 arbeitete mit stark gedrosselter Leistung von 25 Prozent. Ungarn war gezwungen, die ausgefallene Stromerzeugung durch erhebliche Importe aus den Nachbarländern auszugleichen, zumal auch die Laufwasserkraftwerke an der Donau bei den niedrigen Pegelständen ihre Leistung einschränken mussten.

Im Hintergrund des schrittweisen Wiederauffahrens der acht Dampfturbinen des Kernkraftwerks stehen Notfallmaßnahmen, wie das Versenken von zwei 80 Meter langen Lastkähnen, und der begonnene, zügige Bau einer Sohlschwelle bei Einsatz von rund 150.000 Kubikmetern Gestein.

Ungarn betreibt seit 1982 in der südungarischen Stadt Paks das von der damaligen Sowjetunion gelieferte Kernkraftwerk, das rund 40 Prozent des ungarischen Strombedarfs deckt. Gleichzeitig ist der umstrittene Bau zweier neuer Reaktorblöcke (Paks II) mittels russischem Darlehen und unter Leitung des russischen Staatskonzerns Rosatom in Planung und Ausführung. (mkl) // **VON MARTIN KLINGSPORN**

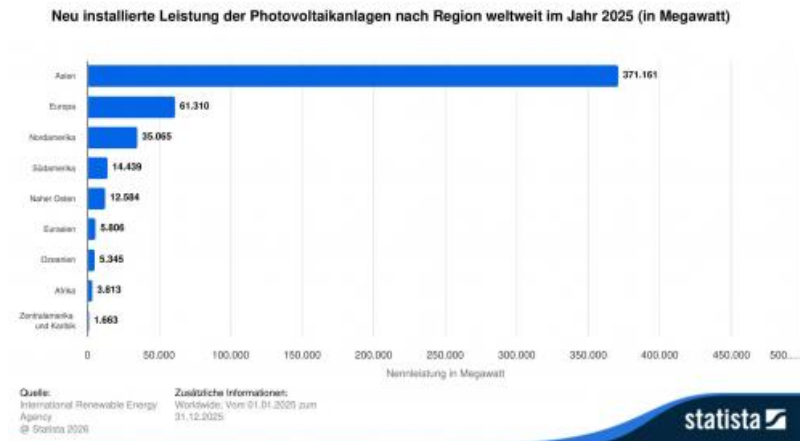
[^ Zum Inhalt](#)

Asien führt deutlich bei PV-Installationen



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.



Für Vollbild auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Nach den Zahlen der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energie (IRENA) führt Asien deutlich bei der Neuinstallation von Solarstromanlagen. Die Statistik zeigt die neu installierte Leistung von Photovoltaikanlagen nach Regionen weltweit im Jahr 2025.

Im genannten Jahr wurden Berechnungen zufolge in Nordamerika Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von rund 35.100 MW neu installiert. In Europa waren es knapp doppelt so viel, im asiatischen Raum zehnmal so viel. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Fotolia / vadim petrakov

Fortschritte in der Nordsee

WINDKRAFT OFFSHORE. Die Offshore-Windparks von Vattenfall, RWE und EnBW haben wichtige Meilensteine erreicht – in unterschiedlichen Projektphasen.

Drei große Offshore-Projekte in der deutschen Nordsee haben innerhalb weniger Wochen wichtige Bau- und Inbetriebnahmeschritte erreicht. RWE speist mit dem Nordseecluster A erstmals Strom ein, Vattenfall treibt die Fundamentinstallation für Nordlicht I voran und EnBW hat bei He Dreiht sämtliche Windenergieanlagen errichtet.

Am 22. Juli gab RWE bekannt, dass der Offshore-Windpark Nordseecluster A erstmals Strom in das deutsche Netz eingespeist habe. Die vollständige Inbetriebnahme der ersten Ausbaustufe mit 660 MW sei für Anfang 2027 vorgesehen. Das Projekt umfasst 44 Windenergieanlagen. In der zweiten Ausbaustufe Nordseecluster B kommen weitere 900 MW hinzu. Die Fundamentarbeiten dafür sollen 2027 beginnen. Die Installation der 60 Vestas-Turbinen ist für 2028 vorgesehen, die Inbetriebnahme für Anfang 2029. Zusammen sollen beide Ausbaustufen rund 6,5 TWh Strom pro Jahr erzeugen. RWE hält 51 Prozent an dem Projekt, Norges Bank Investment Management 49 Prozent.

Finale Investitionsentscheidung für Nordlicht gefallen

Am 4. August meldete Vattenfall einen weiteren Baufortschritt beim Offshore-Windpark Nordlicht I. Nach der Installation des ersten Monopiles sei auch das erste Transition Piece in der deutschen Nordsee installiert worden. Nordlicht I soll aus insgesamt 68 Monopile- und Transition-Piece-Fundamenten bestehen.

Der Nordlicht-Cluster entsteht rund 85 Kilometer nördlich von Borkum und umfasst zwei getrennte Projekte. Nordlicht I ist mit rund 980 MW geplant, Nordlicht II mit rund 630 MW. Nach Angaben von Vattenfall soll Nordlicht I nach der Fertigstellung der größte Offshore-Windpark Deutschlands sein. Für den gesamten Cluster erwartet das Unternehmen eine Jahreserzeugung von rund 6 TWh. Vattenfall plant zudem, Turbinentürme einzusetzen, die teilweise aus emissionsarmem Stahl bestehen. Dadurch soll sich der CO₂-Fußabdruck der Turbinen nach Unternehmensangaben um rund 16 Prozent verringern.

Alle Anlagen installiert

Am 12. August teilte EnBW mit, dass beim Offshore-Windpark He Dreiht die Installation aller 64 Windenergieanlagen abgeschlossen sei. Die Anlagen des Herstellers Vestas verfügen jeweils über eine Leistung von 15 MW. Bis zur vollständigen Inbetriebnahme, die spätestens für den Spätsommer vorgesehen ist, stehen nach Angaben von EnBW weitere technische und elektrische Arbeiten an. Vestas untersuche zudem einen Schaden, der Ende Juli an einem Rotorblatt aufgetreten sei.

He Dreiht entsteht rund 85 Kilometer nordwestlich von Borkum und etwa 110 Kilometer westlich von Helgoland. Mit einer Gesamtleistung von 960 MW ist das Projekt nach Angaben von EnBW Deutschlands größter Offshore-Windpark. Die Investitionssumme beläuft sich auf rund 2,4 Milliarden Euro. Das Vorhaben kommt ohne staatliche Förderung aus. EnBW beziffert den erwarteten Jahresertrag auf etwa 3,6 TWh. Ein Großteil der künftigen Stromproduktion ist bereits über langfristige Stromabnahmeverträge abgesichert. An He Dreiht hält ein Partnerkonsortium aus Allianz Global Investors, AIP Management und Norges Bank Investment Management 49,9 Prozent der Anteile.

Die drei Mitteilungen zeigen unterschiedliche Phasen im Bau großer Offshore-Projekte: Während beim Nordseecluster A bereits die schrittweise Inbetriebnahme läuft, befindet sich Nordlicht I in der Fundamentinstallation. Bei He Dreiht ist die Turbinenmontage dagegen abgeschlossen, sodass dort nun technische und elektrische Arbeiten bis zur vollständigen Inbetriebnahme anstehen. (fw)

Den vollständigen Beitrag können Sie in der zum 1. September erscheinenden Print-Ausgabe von Energie & Management lesen. In der Ausgabe dem Sonderteil „Stark im Wind“. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Borkum liefert negative Sekundärleistung



Quelle: Shutterstock

WINDKRAFT OFFSHORE. Der Trianel Windpark Borkum I ist für den Regelenergiemarkt präqualifiziert und liefert negative Sekundärregelleistung. Eine dafür entwickelte Fernwirkinfrastruktur macht es möglich.

Der Trianel Windpark Borkum I hat sich mit rund 70 MW Leistung für den Regelenergiemarkt präqualifiziert und liefert seit Juli 2026 negative Sekundärregelleistung. Die Vermarktung ist am 22. Juli 2026 gestartet, teilte die Stadtwerke-Kooperation Trianel nun am 27. August mit.

Die Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG (TWB) wurde 2008 für den Bau gegründet. Hinter ihr stehen 33 Stadtwerke und kommunale Energieversorger, die unter Federführung der Stadtwerke-Kooperation Trianel den damals ersten rein kommunalen Offshore-Windpark Europas realisierten.

„Seit seiner Inbetriebnahme vor über zehn Jahren hat er bereits über 6,59 Milliarden Kilowattstunden Strom auf hoher See produziert“, erklärt Florian Würtz, Geschäftsführer der Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG. „Mit der Teilnahme am Regelenergiemarkt leisten wir jetzt einen weiteren Beitrag zur Transformation des Energiesystems und stellen die notwendige Flexibilität bereit. Wir lösen also ein Problem, das durch die fluktuierende Einspeisung erneuerbarer Energien entsteht, durch den Einsatz erneuerbarer Energien.“

Abrufe erfolgen in Echtzeit

Nach den Angaben von Trianel macht eine speziell entwickelte Fernwirkinfrastruktur es möglich, Regelenergie bereitzustellen. Sie übermittelt Abrufe der Übertragungsnetzbetreiber in Echtzeit an den

Windpark und setzt die erforderlichen Leistungsanpassungen automatisiert um. Die Systemarchitektur ist laut der Stadtwerke-Kooperation redundant ausgelegt und gewährleistet die hohen technischen Anforderungen des Regenergiemarkts.

„Die Präqualifizierung des Windparks zeigt, dass erneuerbare Energien weit mehr leisten können als die reine Stromproduktion“, ergänzt Lars Becker, Abteilungsleiter „Virtuelles Kraftwerk“ der Trianel GmbH. „Damit erhöht sich die wirtschaftliche Attraktivität des Offshore-Windparks. Unser Ziel ist es, erneuerbare Energien optimal in den Energiemarkt zu integrieren. Neben dem Abschluss von Power Purchase Agreements eröffnet die Teilnahme am Regenergiemarkt zusätzliche Erlöspotenziale.“ (hr)

// VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Augsburg baut E-Carsharing aus



E-Fahrzeug fürs Carsharing in Augsburg.
Quelle: Stadtwerke Augsburg

MOBILITÄT. Die Stadtwerke Augsburg erweitern ihr Carsharing-Angebot um zehn Elektroautos an fünf Innenstadtstandorten.

Fünfmal zwei E-Autos zur gemeinsamen Nutzung: Die Stadtwerke Augsburg (swa) vergrößern ihren Carsharing-Fuhrpark um zehn Fahrzeuge, verteilt auf fünf neue Standorte in der Innenstadt. Die zusätzlichen Autos werden am Prinzregentenplatz, Ulrichsplatz, Obstmarkt, Zeugplatz und am Curt-Frenzel-Stadion bereitgestellt, wie das kommunale Unternehmen mitteilt. Bisher war die gemeinsame Nutzung emissionsfreier Fahrzeuge an 15 Standorten im Stadtgebiet sowie Umland möglich.

Die Fahrzeuge haben laut den Stadtwerken eine Reichweite von 300 bis 400 Kilometern. Die dafür errichtete Ladeinfrastruktur ist auf die Carsharing-Fahrzeuge des Versorgers ausgelegt. Am Schwall nahe der City-Galerie sollen in den kommenden Wochen vier weitere Stellplätze hinzukommen, heißt es aus dem bayerischen Augsburg.

Der Ladestrom für Carsharing-Kunden sei im Mietpreis enthalten. In den Fahrzeugen befinde sich zudem eine europaweit gültige „swa-Ladekarte“. Insgesamt umfasst das Carsharing-Angebot der Augsburger Stadtwerke damit 136 Standorte und 364 Fahrzeuge. (mf) // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Umspannwerk. Quelle: N-Ergie

KfW finanziert Netzausbau bei N-Ergie

STROMNETZ. Die KfW Ipex-Bank stellt der N-Ergie 150 Millionen Euro für Investitionen in Strom- und Fernwärmenetze in Nürnberg und Mittelfranken bereit.

Die KfW Ipex-Bank stellt der N-Ergie Aktiengesellschaft ein Förderdarlehen der KfW über 150 Millionen Euro zur Verfügung. Die Ipex ist die internationale Projekt- und Exportfinanzierungsbank der KfW mit Sitz in Frankfurt am Main. Diese Mittel sollen Investitionen in die Strom- und Fernwärmenetze in den Jahren 2026 und 2027 finanzieren.

Nach Angaben der Bank fließen die Gelder unter anderem in den Ausbau und die Erneuerung von Netzen sowie in neue Umspannwerke. Das Investitionsgebiet umfasst Nürnberg und weite Teile Mittelfrankens. Die Finanzierung erfolgt als bilaterale Einzelfinanzierung zwischen der Ipex-Bank und N-Ergie aus Nürnberg.

Zum Einsatz kommen die KfW-Programme 293 „Klimaschutzoffensive für Unternehmen“ und 148 „Investitionskredit kommunale und soziale Unternehmen“. Damit sollen insbesondere Investitionen in die Energieinfrastruktur unterstützt werden, die für die Energiewende und die Elektrifizierung des Energiesystems erforderlich sind.

Modernisierung fürs Stromnetz

Laut KfW Ipex-Bank dienen die Investitionen dazu, die Stromnetze zu modernisieren und zu verstärken. Dadurch soll zusätzliche Kapazität für die Aufnahme erneuerbarer Energien entstehen. Auch die zunehmende Elektrifizierung von Wärme und Verkehr erfordert demnach einen Ausbau der Verteilnetze. Dazu zählen etwa Infrastrukturen für Elektromobilität und Wärmepumpen.

„Wir unterstützen die N-Ergie dabei, Strom- und Fernwärmenetze gezielt für die Anforderungen der Energie- und Wärmewende auszubauen“, sagt Velibor Marjanovic, Mitglied der Geschäftsführung der Ipex-Bank. Die Finanzierung stärke kommunale Infrastruktur und unterstütze eine klimafreundliche Energieversorgung, erklärt er. N-Ergie ist der kommunale Energie- und Wasserversorger der Stadt Nürnberg. Das Unternehmen versorgt über seine Tochtergesellschaft N-Ergie Netz GmbH große Teile Mittelfrankens mit Strom und Gas. In Nürnberg kommen Trinkwasser- und Fernwärmeversorgung hinzu.

Investitionen abgesichert

Für N-Ergie hat die Finanzierung laut Vorstandssprecher Maik Render eine langfristige Bedeutung. „Für unser Investitionsprogramm sind verlässliche, langfristige Finanzierungen entscheidend“, erklärt Render. Die Zusammenarbeit mit der KfW IpeX-Bank gebe dem Unternehmen die finanziellen Möglichkeiten, seine Netze zu modernisieren und die Energieversorgung in Nürnberg und der Region weiterzuentwickeln.

Mit den Investitionen reagieren die beteiligten Unternehmen auf steigende Anforderungen an die kommunale Energieinfrastruktur. Neben der Integration zusätzlicher erneuerbarer Erzeugung erhöhen insbesondere Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und weitere elektrische Verbraucher den Bedarf an leistungsfähigen Verteilnetzen. Die KfW-Finanzierung soll dazu beitragen, die dafür notwendigen Investitionen bei N-Ergie in den kommenden beiden Jahren abzusichern. (sh) // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Thermondo erstmals profitabel



Quelle: Fotolia / Idprod

BILANZ. Thermondo erwartet 2026 erstmals die positive Trendwende. Bei mehr als 275 Millionen Euro Umsatz sollen 12 Millionen Euro operativer Gewinn vor Abschreibungen stehen.

Der Berliner Energiedienstleister Thermondo rechnet für das laufende Geschäftsjahr erstmals seit seiner Gründung im Jahr 2013 mit einem positiven Ergebnis vor Zinsen, Steuern und Abschreibungen. Das Unternehmen erwartet für 2026 ein Ebitda von 12 Millionen Euro. Gleichzeitig soll der Umsatz auf mehr als 275 Millionen Euro steigen. Im Vorjahr hatte Thermondo noch einen operativen Verlust ausgewiesen.

Damit würde das Unternehmen einen deutlichen Ergebnissprung verglichen zum Geschäftsjahr 2025 erreichen. Im vergangenen Jahr erzielte die Thermondo-Gruppe einen Umsatz von 211,76 Millionen Euro nach 143,87 Millionen Euro im Jahr 2024. Das entsprach einem Zuwachs von 47 Prozent. Das Konzern-Ebitda blieb mit minus 24,05 Millionen Euro jedoch negativ. Im Jahr 2024 hatte der Fehlbetrag auf Ebitda-Ebene bei 27,18 Millionen Euro gelegen.

Für 2026 stellt Thermondo nun ein Umsatzwachstum von rund 30 Prozent in Aussicht. Als wesentlichen Treiber nennt das Unternehmen weiterhin das Geschäft mit Wärmepumpen. Bis zum Jahresende will Thermondo seit Aufnahme dieses Geschäfts insgesamt 20.000 Anlagen installiert haben. Zudem strebt das Unternehmen eine jährliche Installationsrate von mindestens 10.000 Wärmepumpen an.

Das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) und die reformierte BEG-Förderung geben nach Ansicht des Unternehmens einen „klaren Rahmen für die nächsten Jahre vor und bieten Investitionssicherheit bis 2030“. Thermondo rechnet dementsprechend mit einer kontinuierlichen Nachfrage und einer anhaltenden Umsatzsteigerung.

Im Jahr 2025 hatte Thermondo 5.456 Wärmepumpen installiert. Gegenüber dem Vorjahr entsprach dies einem Zuwachs von rund 39 Prozent. Über die Photovoltaik-Tochter Febesol kamen 1.602 PV-Anlagen hinzu. Thermondo beziffert seinen Anteil am deutschen Markt für Wärmepumpeninstallationen auf rund drei Prozent. Die installierte Basis der Unternehmensgruppe umfasst nach eigenen Angaben inzwischen mehr als 60.000 Anlagen.

Umbau des Geschäfts seit 2024

Den Ergebnissprung führt Thermondo unter anderem auf Veränderungen bei Kosten und Prozessen zurück. Seit dem Amtsantritt von Geschäftsführer Felix Plog im Frühjahr 2024 hat das Unternehmen große Teile seines Führungsteams ausgetauscht und seine Organisation neu ausgerichtet (wir berichteten). Zugleich will Thermondo sein Angebot verbreitern. Das Unternehmen positioniert sich nicht mehr allein als Anbieter und Installateur von Wärmepumpen, sondern als Plattform für die Elektrifizierung von Ein- und Zweifamilienhäusern.

Eine zentrale Rolle soll bei dem Umbau eine neue IT-Plattform einnehmen, erklärt CEO Felix Plog: „2026 wird das erste profitable Geschäftsjahr in der Thermondo-Geschichte. Das haben wir über konsequente Kostendisziplin und einen klaren strategischen Fokus erreicht. Im Zentrum dieses Erfolgs steht unsere neue Tech-Plattform: Mithilfe von KI, Automatisierung und unserem starken Team bauen wir Thermondo konsequent zu einer partnerfähigen, produktagnostischen Plattform aus.“

Thermondo hatte bereits 2025 in den Umbau seiner IT-Infrastruktur investiert. Hinzu kamen Ausgaben für neue Produkte und Dienstleistungen, darunter ein dynamischer Stromtarif sowie eine KI-gestützte Betriebsoptimierung für Wärmepumpen. Nach Angaben des Unternehmens haben Skaleneffekte und Prozessänderungen 2026 das Verhältnis der Betriebsausgaben zum Umsatz verringert.

Weitere Angebote für Photovoltaik und Speicher

Das Unternehmen will sein Portfolio in den kommenden Monaten weiter ausbauen. Geplant sind eigenständige Angebote für Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher sowie Dienstleistungen zur Vermarktung von Flexibilität. Hinzukommen sollen eine Ratenfinanzierung für kombinierte Energielösungen und weitere Funktionen für das Energiemanagement.

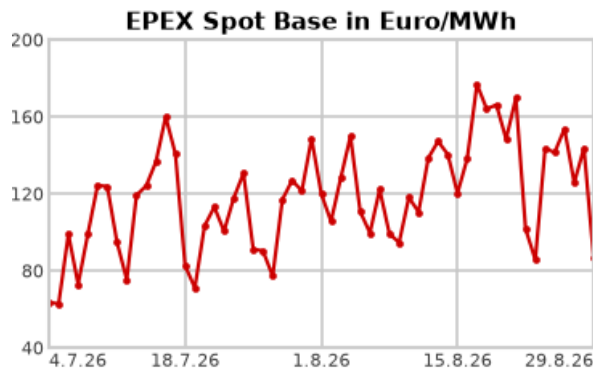
Gleichzeitig will Thermondo stärker mit externen Installationsbetrieben zusammenarbeiten. Bislang stützt sich das Unternehmen zu einem großen Teil auf eigene Beschäftigte. Die Gruppe zählt nach eigenen Angaben mehr als 1.200 Mitarbeiter, darunter mehr als 600 festangestellte Handwerker. Mit einer stärkeren Einbindung externer Partner will Thermondo zusätzliche Installationskapazitäten aufbauen, ohne die eigene Belegschaft im gleichen Verhältnis auszubauen.

Neben dem Geschäft mit Ein- und Zweifamilienhäusern plant Thermondo zudem den Ausbau der Kundensegmente. Das Unternehmen will einen Geschäftsbereich für Kommunen stärken und setzt nach eigenen Angaben bereits erste Energielösungen für Mehrfamilienhäuser um. (hr) // VON HEIDI ROIDER

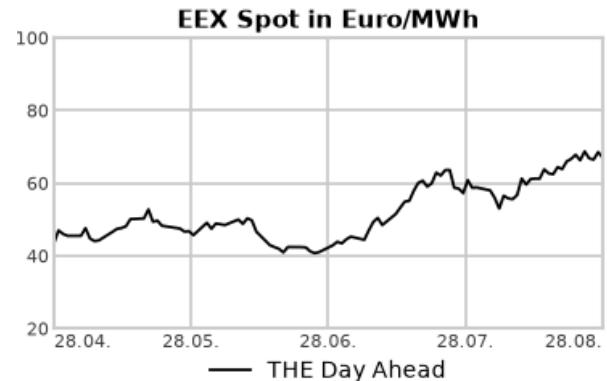
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Gaspreise nähern sich höchstem Stand seit Januar 2023



Quelle: E&M

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

Überwiegend fester haben sich die Energiemärkte zum Wochenschluss präsentiert. Der deutsche Strommarkt legte durchweg zu, wobei für Montag eine deutlich höhere Einspeisleistung aus Wind und Solar erwartet wird. Auch die CO₂-Preise gewannen. Stützende Signale von den Auktionen und die robuste Nachfrage stehen dabei einem gemischten fundamentalen Umfeld gegenüber. Die Gaspreise zogen ebenfalls an und näherten sich wieder ihrem höchsten Stand seit Januar 2023. Die anhaltende Sperrung der Straße von Hormus und niedrige Speicherstände halten die Versorgungssorgen hoch.

Strom: Durch die Bank fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Freitag präsentiert. Der Montag wurde in der Grundlast an der Börse mit 111,50 Euro je Megawattstunde gehandelt. Am Donnerstag hatte der Freitag selbst im OTC-Handel im Base 143,75 Euro je Megawattstunde und im Peak 38,25 auf 134,00 Euro je Megawattstunde gekostet. Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Montag mit 38 Gigawatt deutlich höher ausfallen als noch am Freitag, für den 26 Gigawatt erwartet wurden. Im weiteren Verlauf der neuen Arbeitswoche dürften die Werte dann aber wieder abnehmen. Das US-Wettermodell stellt in seinem jüngsten Lauf eine stark schwankende, dabei häufig überdurchschnittliche Wind-Einspeiseleistung in Aussicht. Die Temperaturen dürften ebenfalls bis zum 10. September im überdurchschnittlichen Bereich liegen. Am langen Ende gewann das Strom-Frontjahr 1,57 auf 113,89 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Fester hat sich der CO₂-Markt am Freitag gezeigt. Der Dec 26 gewann bis 14.00 Uhr 0,25 auf 82,67 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 5,4 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 82,96 Euro, das Tief bei 82,31 Euro.

Die Analysten von belektron betonen, dass sich die Notierungen aktuell oberhalb der wichtigen Unterstützungszone zwischen 81 und 82 Euro halten. Von den Primärmarktauktionen kamen demnach zuletzt stützende Signale. Die Auktionen werden in der Regel mit einem Aufschlag gegenüber dem Sekundärmarkt abgeschlossen, während solide Überzeichnungsraten auf eine robuste zugrunde liegende Nachfrage hindeuten.

Gleichzeitig hätten Investmentfonds ihre Netto-Long-Positionen in der vergangenen Woche um weitere zwei Millionen Tonnen reduziert, so die Analysten weiter. Dass dieser zusätzliche Abbau spekulativer Long-Positionen bislang nur begrenzte Auswirkungen auf die Preise hatte, deute darauf hin, dass der Verkaufsdruck vom Markt weiterhin weitgehend absorbiert wird.

Fundamental bleibe das Bild gemischt. Niedrigere Gaspreise und eine insgesamt geringere thermische Stromerzeugung könnten die kurzfristige Nachfrage nach Emissionsberechtigungen belasten. Dem stehen jedoch hohe Strompreise und die Möglichkeit eines Fuel-Switch von Gas zu Kohle gegenüber. Dass sich die EUA-Preise trotz zwischenzeitlich schwächerer Brennstoffpreise vergleichsweise robust zeigen, spreche dafür, dass die übergeordneten Marktfundamentaldaten weiterhin stützend wirken.

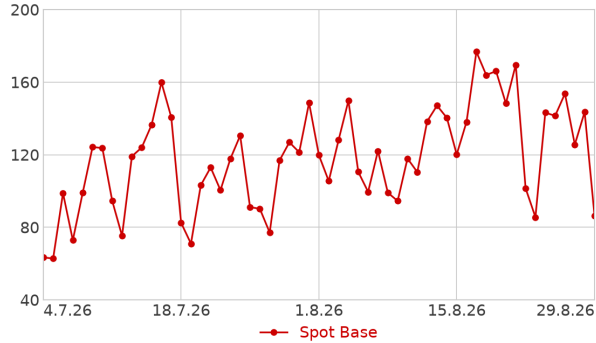
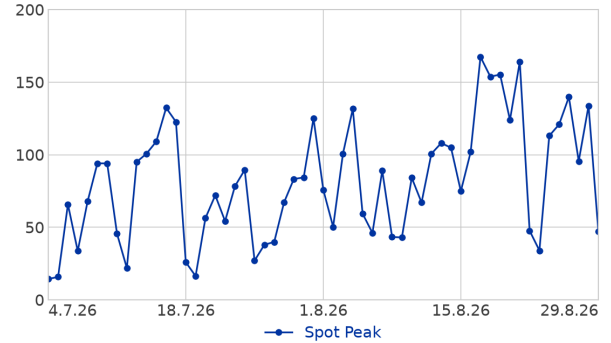
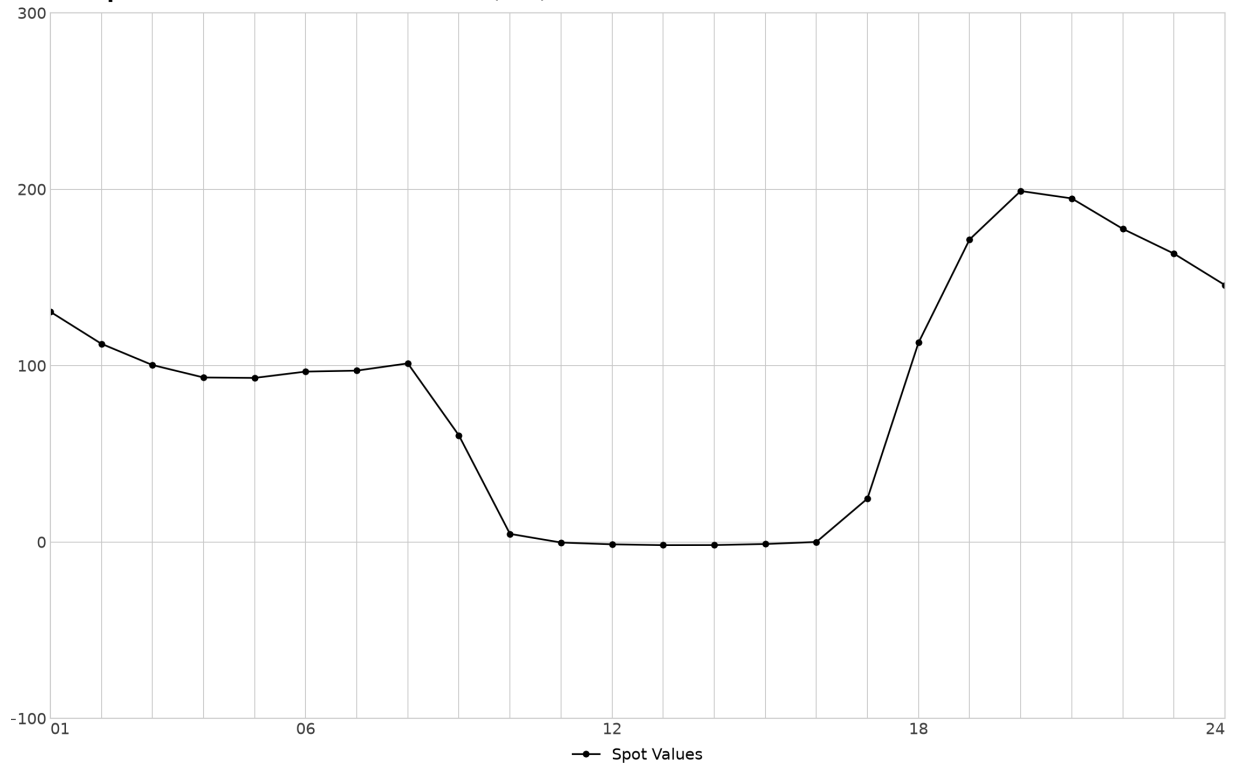
Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben am Freitag zugelegt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.00 Uhr 0,70 auf 68,65 Euro je Megawattstunde. Die europäischen Erdgaspreise legten am Freitag zu und näherten sich wieder dem höchsten Stand seit Januar 2023. Hintergrund sind anhaltende Versorgungsrisiken und die Unsicherheit über eine mögliche Friedenslösung im Nahen Osten, wie Trading Economics berichtet.

Bereits am Donnerstag hatten die Preise deutlich angezogen, nachdem Berichte aufgekommen waren, wonach US-Präsident Donald Trump nicht bereit sei, zu den Bedingungen der im Juni mit dem Iran erzielten Vereinbarung zurückzukehren. Damit wurden die Verluste vom Wochenbeginn wieder aufgeholt. Diese waren durch Fortschritte bei den Gesprächen zwischen Pakistan und dem Iran über ein Ende des Konflikts sowie eine Vereinbarung zwischen Teheran und Oman über die Kontrolle der Straße von Hormus und die Aufteilung der daraus erzielten Einnahmen ausgelöst worden.

Die nahezu vollständige Sperrung der Straße von Hormus beeinträchtigt weiterhin die LNG-Lieferungen aus Katar. Gleichzeitig hatte der hohe Kühlbedarf infolge der extremen Sommerhitze den Gasverbrauch für die Stromerzeugung erhöht und damit Mengen gebunden, die andernfalls in die europäischen Speicher geflossen wären.

Europa steht daher weiter unter Druck, ausreichende Gasmengen für den Winter zu beschaffen. Am Markt wachsen die Sorgen, dass die Region mit zu niedrigen Reserven in die Heizperiode starten könnte. Im Wochenvergleich haben die europäischen Gaspreise um mehr als vier Prozent zugelegt und damit die dritte Woche in Folge Gewinne verzeichnet. (map) // VON MARIE PFEFFERKORN

[^ Zum Inhalt](#)

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

Strom Terminmarkt

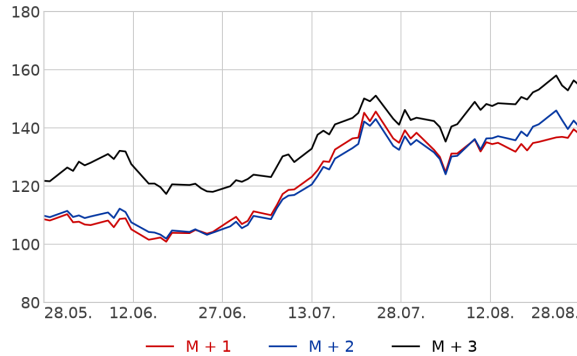
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	28.08.26	German Power Sep-2026	137,88
M2	28.08.26	German Power Oct-2026	140,23
M3	28.08.26	German Power Nov-2026	154,63
Q1	28.08.26	German Power Q4-2026	148,66
Q2	28.08.26	German Power Q1-2027	143,88
Q3	28.08.26	German Power Q2-2027	95,60
Y1	28.08.26	German Power Cal-2027	113,45
Y2	28.08.26	German Power Cal-2028	91,24
Y3	28.08.26	German Power Cal-2029	81,48

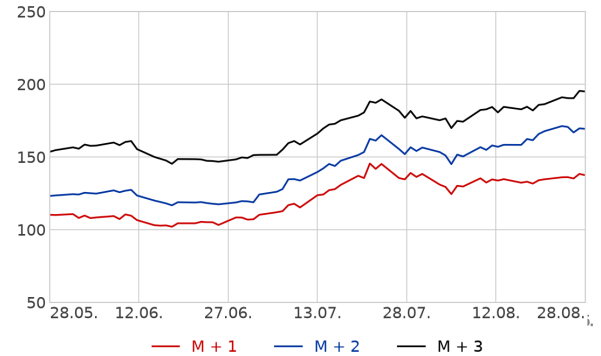
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	28.08.26	German Power Sep-2026	137,43
M2	28.08.26	German Power Oct-2026	169,35
M3	28.08.26	German Power Nov-2026	195,01
Q1	28.08.26	German Power Q4-2026	185,70
Q2	28.08.26	German Power Q1-2027	166,19
Q3	28.08.26	German Power Q2-2027	79,06
Y1	28.08.26	German Power Cal-2027	119,48
Y2	28.08.26	German Power Cal-2028	98,10
Y3	28.08.26	German Power Cal-2029	87,71

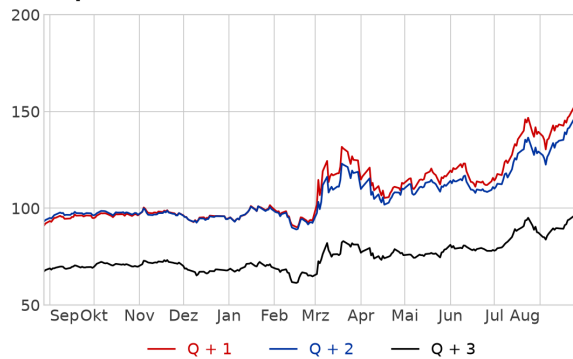
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



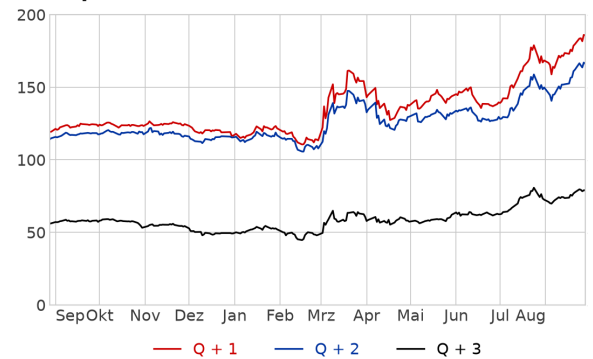
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



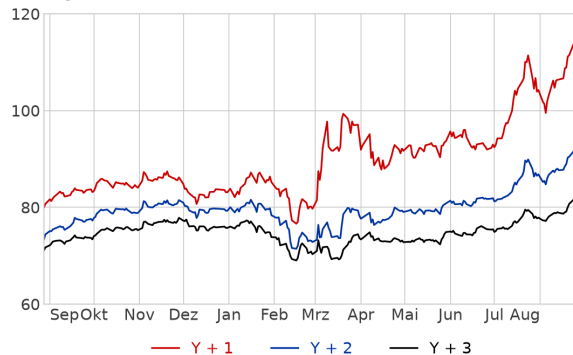
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



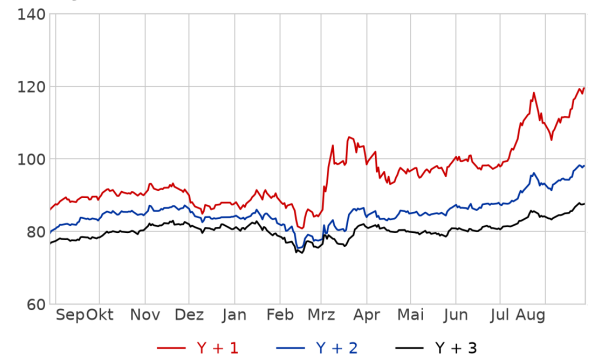
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

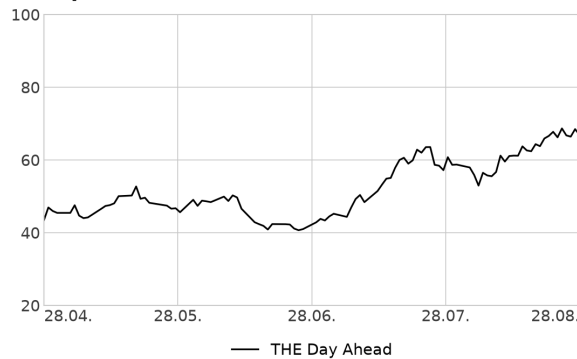


Gas Spot- und Terminmarkt

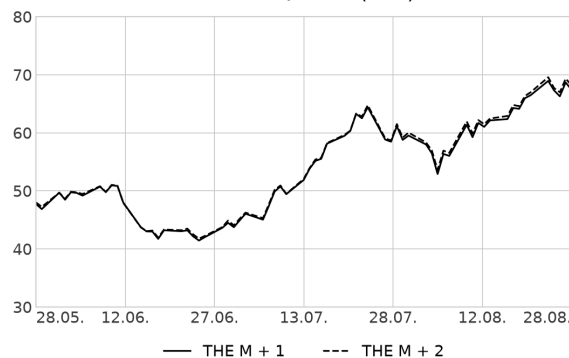
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	28.08.26	German THE Gas Sep-2026	67,42
M2	28.08.26	German THE Gas Oct-2026	68,20
Q1	28.08.26	German THE Gas Q4-2026	68,19
Q2	28.08.26	German THE Gas Q1-2027	65,79
S1	28.08.26	German THE Gas Win-2026	67,00
S2	28.08.26	German THE Gas Sum-2027	45,51
Y1	28.08.26	German THE Gas Cal-2027	50,41
Y2	28.08.26	German THE Gas Cal-2028	34,30

EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



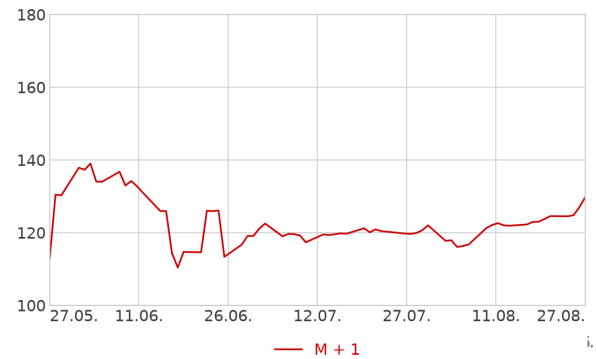
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	28.08.26	86,35	EUR/MWh
Germany Spot peak	28.08.26	47,21	EUR/MWh
EUA September	28.08.26	82,21	EUR/tonne
Coal API2 September 20	27.08.26	129,75	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day AI	28.08.26	66,93	EUR/MWh
German THE Gas Sep-20	28.08.26	67,42	EUR/MWh
German THE Gas Cal-20	28.08.26	50,41	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2026	28.08.26	89,31	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



Ingenieur (m/w/d) Energiewirtschaft (Ingenieur/in - Energietechnik)

MITNETZ STROM ist der größte regionale Verteilernetzbetreiber in Mitteldeutschland. Du suchst eine ...
in Taucha

vor 2 h



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 Halle (Saale)

vor 2 h

Minijob Flexible Arbeitszeit



Ingenieur Elektrotechnik - Schaltberechtigung / Strom- & Gasnetze (m/w/d)

Du bist ehrgeizig, teamorientiert und hast große Ziele? Wir auch! MITNETZ STROM ist der größte regio...
in Taucha

vor 2 h

WEITERE STELLEN GESUCHT? HIER GEHT ES ZUM E&M STELLENMARKT

IHRE E&M REDAKTION:

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



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:

