



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**71,69 €/MWh**

EpeX Spot DE-LU Day Base

GAS**35,62 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**5**

Euro kostet nach Berechnungen der TU München ein Kilogramm grüner Wasserstoff aus Afrika, wenn Investoren alle Risiken selbst tragen müssen

BAYERN

Aiwanger sieht Volksfeste durch Strompreise bedroht

H2-PREISINDEX

Gestehungskosten leicht gesunken

ELEKTROFAHRZEUGE

Megawatt-Laden auf dem Prüfstand

Inhalt

TOP-THEMA

→ **STUDIEN:** Wann Netzentgelte für Erzeuger sinnvoll sind

POLITIK & RECHT

- **BAYERN:** Aiwanger sieht Volksfeste durch Strompreise bedroht
- **GASKRAFTWERKE:** Reiche setzt auf neue Gaskraftwerke im Süden Deutschlands
- **STUDIE:** Grüner Wasserstoff aus Afrika kaum konkurrenzfähig
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Zuckerbrot und Peitsche für Deutschlands Autokäufer

HANDEL & MARKT

- **H2-PREISINDEX:** Gestehungskosten leicht gesunken
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Großer Vermarkter von THG-Quoten insolvent
- **ERDGASFAHRZEUGE:** Lange Wege in Nordhessen bis zur nächsten CNG-Station
- **GASSPEICHER:** Trianel schreibt Speicherverträge mit Laufzeit aus
- **IN EIGENER SACHE:** Jetzt ist die neue E&M-Ausgabe als ePaper lesen!

TECHNIK

- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Megawatt-Laden auf dem Prüfstand

UNTERNEHMEN

- **PHOTOVOLTAIK:** Sonnenfinsternis für deutsche Solarzellen von Meyer-Burger

- **WINDKRAFT ONSHORE:** Stadtwerke Münster bei Turbinen im Genehmigungsglück
 - **VERTRIEB:** Eon geht mit Rechenzentrenbetreiber Partnerschaft ein
 - **VERTRIEB:** Unternehmen für Erneuerbaren-Vertrieb in Westfalen geplant
 - **GAS:** Konzession im Persischen Golf: Lukoil kauft OMV-Anteil
 - **BERATER:** Sterr-Kölln & Partner wächst mit Conloop-Team
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energienotierungen legen zu Wochenbeginn zu
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Wann Netzentgelte für Erzeuger sinnvoll sind



Quelle: Shutterstock

STUDIEN. Auch die Erzeuger sollen für den Stromtransport bezahlen. Eine Studie hat die Folgen dieser Forderung für den länderübergreifenden Stromaustausch untersucht.

Der Übertragungsnetzbetreiber Tennet hat die Auswirkungen von „Injection Charges“ von den beiden Beratungsunternehmen „Neon Neue Energieökonomik“ in Berlin und Consentec GmbH mit Sitz in Aachen untersuchen lassen. Die Studie beleuchtet vor allem die verteilungspolitisch motivierte Perspektive von „Injection Charges“, zu deutsch Einspeiseentgelte. Die Einführung wird diskutiert, um inländische Netzinvestitionen teilweise von ausländischen Stromverbrauchern mitfinanzieren zu lassen.

Angesichts steigender Investitionen in die Netzinfrastruktur, grenzüberschreitender Stromflüsse, des Ausbaus von Wind- und Solarenergie sowie des Einsatzes von Großbatteriespeichern werde die Diskussion um eine Reform der Netzentgelte intensiver, heißt es in der Studie. Ein Vorschlag, der sowohl auf europäischer Ebene als auch in mehreren Mitgliedstaaten diskutiert wird, sind sogenannte „Injection Charges“. Gemeint sind damit Netzentgelte, die für die Einspeisung von Strom beim Produzenten erhoben werden.

„Besonders der Anschluss von Offshore-Windparks erfordert hohe Investitionen in die Netzinfrastruktur. Diese Kosten werden in Deutschland über Netzentgelte beziehungsweise die Offshore-Umlage auf die nationalen Stromverbraucher umgelegt“, heißt es weiter. Gleichzeitig profitieren jedoch auch Verbraucher im Ausland bei den Stromimporten, ohne sich an den entsprechenden Infrastrukturkosten zu beteiligen.

Von Leistungspreis basierten Entgelten wird abgeraten

Die Studie zeigt dabei: Einspeiseentgelte tragen nur dann zur grenzüberschreitenden Refinanzierung bei, wenn zwei Bedingungen erfüllt sind. Erstens müssen sie zu einem Anstieg der Großhandelspreise führen. Zweitens muss das Land Stromexporteur bleiben – auch nach Einführung des Entgelts. Nur dann kann über teurere Stromexporte eine Kostenteilung mit ausländischen Verbrauchern erfolgen.

Daraus folgt: Die Ausgestaltung ist entscheidend. Das Entgelt muss moderat genug sein, um den Exportstatus des Landes nicht zu gefährden, und sollte möglichst viele Erzeuger einbeziehen, um nennenswerte Preiswirkungen zu erzielen. Auch die Art des Entgelts spielt eine Rolle.

Wie Netzentgelte auf der Verbrauchsseite können auch Einspeiseentgelte als Arbeitspreis (pro eingespeister MWh) oder als Leistungspreis (pro MW Spitzenleistung pro Jahr) erhoben werden. Während moderate Arbeitspreise unter bestimmten Voraussetzungen eine gewisse grenzüberschreitende Wirkung entfalten können, sehen die Autoren erhebliche Probleme bei Leistungspreisen: Werden diese nicht über den Marktpreis weitergegeben, entfällt die angestrebte Wirkung. Werden sie eingepreist, führt dies in wenigen Stunden zu Preisspitzen, die den Exportstatus eines Landes gefährden können. Die Autoren raten daher von Leistungspreis basierten Einspeiseentgelten ab.

Die ökonomischen Effekte von Einspeiseentgelten hängen zudem davon ab, wer sie einführt. Ein gemeinsames europäisches Arbeitspreis-Entgelt würde kaum Marktverzerrungen erzeugen. Wird das Instrument jedoch nur von einem Land eingeführt, kann es Produktions- und Investitionsverlagerungen in andere Länder auslösen.

Ein zusätzlicher Aspekt betrifft industrielle Großverbraucher, die in vielen Ländern – etwa in Deutschland – teilweise oder ganz von Netzentgelten befreit sind. Diese Unternehmen, die rund 20 Prozent des Stromverbrauchs ausmachen, erhalten bis zu 90 Prozent Rabatt auf Netzentgelte. Eine Einführung von Einspeiseentgelten führt zwar zu sinkenden Netzentgelten für Verbraucher, gleichzeitig, aber zu höheren Großhandelspreisen. Für netzentgeltbefreite Unternehmen erhöht sich damit die Stromrechnung.

Das Fazit der Studie: Unter Umständen können „Injection Charges“ zur Refinanzierung von Netzinvestitionen beitragen. Allerdings müssen die Vorgaben klar definiert und am besten europäisch abgestimmt sein, sonst drohen „Fehlanreize, Effizienzverluste und kostspielige Umverteilungseffekte“.

Die Studie [“Injection charges for cross-border grid cost recovery”](#) kann auf den Internetseiten von Neon Neue Energieökonomik und Consentec heruntergeladen werden. // [VON STEFAN SAGMEISTER](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / saschi79

Aiwanger sieht Volksfeste durch Strompreise bedroht

BAYERN. Der bayerische Wirtschaftsminister fordert kommunale Versorger auf, ihre Stromtarife für Bierzelte auf Volksfesten „zu überprüfen“. Er befürchtet, dass Wirte das Handtuch werfen.

Hubert Aiwanger blickt mit Sorge der Hochsaison der Volksfeste entgegen. 58 Einträge der Kategorie „Volksfest in Bayern“ listet Wikipedia. Rechnet man die Veranstaltungen vieler kleinen Gemeinde hinzu, dürfte sich eine weitaus höhere Zahl ergeben. Vor allem die kleinen Volksfeste sind es, die den bayerischen Wirtschaftsminister und Freie-Wähler-Chef auf den Plan rufen. Die Kosten für die Durchführung der Feste seien in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen, heißt es in einer Mitteilung seines Hauses. Zentrales Anliegen des Ministers: „Entlastung bei den Energiepreisen“.

Minister: Festkultur könnte an Strompreisen scheitern

Bisher würden für Volksfeste die höchsten Stromtarife gelten, obwohl sie nur für kurze Zeit Strom beziehen. „Ich appelliere an die Kommunen und Stadtwerke, ihre Tarife zu überprüfen. Gerade dort, wo Stromversorger in kommunaler Hand sind, sollte es möglich sein, günstigere Tarife anzubieten“, wird Aiwanger in der Mitteilung zitiert. Er wisse um die angespannte finanzielle Situation vieler Kommunen. Es gelte aber auch, „die gesellschaftliche und kulturelle Bedeutung dieser Veranstaltungen im Blick zu behalten“.

Gerade in kleineren Gemeinden sieht Aiwanger die Gefahr, „dass sich aufgrund der steigenden Kosten keine Festzeltbetreiber mehr finden lassen“. Dies würde nicht nur den Verlust eines wichtigen Teils unserer Kultur bedeuten, sondern auch den Wegfall eines bedeutenden Wirtschaftsfaktors vor Ort.

Die Befürchtung, dass die Festkultur, wie es sein Ministerium formuliert, an Strompreisen scheitert, teilt Martin Lechner nicht. „Billiger wäre besser“, sagt der Sprecher der Festzeltwirte des Gäubodenvolksfestes in Straubing im Gespräch mit der Reaktion. Doch die Energiepreise spielten keine so entscheidende Rolle. Der Anteil an den Gesamtkosten für Festzeltwirte liege etwa zwischen ein und zwei Prozent, sagt er. Gleichwohl habe man die Energiepreisentwicklung zu spüren bekommen. Von 2023 auf 2024 seien Energiepreise um etwa 15 bis 20 Prozent gestiegen, berichtet Lechner.

Stromlieferant des zweitgrößten Volksfestes in Bayern sind die Stadtwerke Straubing. Die Preise mit dem kommunalen Versorger handelt die Straubinger Ausstellungs- und Veranstaltungs-GmbH aus, die sich ebenfalls in städtischer Hand befindet.

Energiekosten machen nur geringen Anteil aus

Lechner ist hauptberuflicher Festwirt, betreibt aber noch ein weiteres Gastro-Unternehmen. Auch das bezieht den Strom von den Stadtwerken. Die Preise seien „so ähnlich“ wie die für das Festzelt, berichtet der niederbayerische Gastronom.

Auffällig ist, dass Aiwanger vor allem an kleine Kommunen und deren Energieversorgungsunternehmen appelliert. Im Freistaat beziehen viele Kommunen ihren Strom von privaten Unternehmen wie etwa den Lechwerken – eine Tochter von Eon. Ein Hinweis an solche Unternehmen findet sich in der Mitteilung des Wirtschaftsministeriums nicht.

Und was sich kommunale Versorger womöglich fragen, bevor sie einem Festwirt, der mit seinen anderen Gaststättenbetrieben bis dato kein Kunde ist, einen vergünstigten Tarif einräumen: Wird er nach dem Volksfest fester Kunde, oder bleibt seinem bisherigen Anbieter?

Offen lässt das Ministerium auch die Frage nach der rechtlichen Umsetzung eines speziellen Stromtarifs für weiß-blaue Volksfeste. Es wäre nicht das erste Mal, dass Brüsseler Wettbewerbshüter ein Grund sehen könnten, sich einzuschalten. // [VON MANFRED FISCHER](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Reiche setzt auf neue Gaskraftwerke im Süden Deutschlands



Quelle: Fotolia / Ralf Urner

GASKRAFTWERKE. Mehr Energieproduktion sorgt nach dem Plan von Wirtschaftsministerin Katherina Reiche für sinkende Preise. Bei der Gaskraft setzt die CDU-Politikerin auf einen „Südbonus“.

Ein Schwerpunkt der neuen Stromproduktion in Deutschland soll laut Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche in Süddeutschland entstehen. „Wir planen einen Südbonus, der mit zwei Dritteln der insgesamt ausgeschriebenen Kapazität im technischen Süden gebaut wird“, sagte die CDU-Politikerin nach ihrer Teilnahme an einer Klausur des bayerischen Kabinetts unter Leitung von Ministerpräsident Markus Söder (CSU) in Gmund am Tegernsee.

Bereits vor einigen Wochen hatte Reiche angekündigt, „schnell“ neue Gaskraftwerke in Deutschland auf den Weg bringen zu wollen. Sie betonte jetzt, dass Bayern sowohl von der Kraftwerkstrategie als auch „von der Ausschreibung der ersten 20 GW, die wir uns in Deutschland vorgenommen haben“, profitieren werde. Die Bundesregierung sei wegen der Ausschreibung bereits in intensiven Gesprächen mit der EU-Kommission.

Ziel der neuen Bundesregierung sei, die hohen Strompreise für Unternehmen zu senken, damit diese wieder wettbewerbsfähig werden, sagte Reiche. Noch vor der Sommerpause werde das Bundeskabinett die ersten Entlastungsmaßnahmen beschließen.

Dazu zähle die Senkung der Stromsteuer, die Entlastung von Netzentgelten und die Gasspeicher-Umlage. Derzeit führten die hohen Energiekosten dazu, dass neue Investitionen in Länder gingen, wo Strom- und Energiepreise günstiger seien.

„Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Bezahlbarkeit müssen wieder in ein ausgewogenes Dreieck zusammenkommen“, sagte Reiche. Wichtig sei zudem, für energieintensive Industrien dafür zu sorgen, dass geltende Ausnahmetatbestände weiter genehmigt würden, etwa die Strompreiskompensation.

// VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Grüner Wasserstoff aus Afrika kaum konkurrenzfähig



Quelle: Shutterstock / r.classen

STUDIE. Neue Berechnungen der TU München zeigen: Grüner Wasserstoff aus Afrika bleibt ohne politische Garantien deutlich teurer als angenommen und wäre auf dem EU-Markt nicht wettbewerbsfähig.

Grüner Wasserstoff aus afrikanischen Staaten kann Europas Bedarf voraussichtlich nur dann decken, wenn europäische Länder Preis- und Abnahmegarantien zusichern. Zu diesem Ergebnis kommt eine neue Studie unter Leitung der Technischen Universität München (TUM), die sich mit den Finanzierungskosten von Wasserstoffprojekten in 31 afrikanischen Ländern befasst. Veröffentlicht wurde die Untersuchung in der Fachzeitschrift *Nature Energy* unter dem Titel „Mapping the cost competitiveness of African green hydrogen imports to Europe“.

In der Studie berücksichtigt das Forschungsteam erstmals systematisch sozio-politische Risiken wie politische Instabilität, Korruption, schwache Rechtssysteme oder unzureichende Infrastruktur – etwa fehlende Stromnetze, Häfen oder Wasserversorgung. Die Forschenden legen dar, dass bisherige Modellrechnungen diese Faktoren ignoriert und dadurch die realen Kosten erheblich unterschätzt haben.

Insgesamt analysierten die Wissenschaftler in den 31 Ländern über 10.000 potenzielle Projektstandorte. Das Ergebnis: Nur rund 200 Standorte könnten bis 2030 für den Export nach Europa infrage kommen – und auch das nur unter der Bedingung staatlich abgesicherter Abnahmeverträge zu festen Preisen. Ohne solche Garantien bleibe Wasserstoff aus Afrika zu teuer, um mit Angeboten aus anderen Weltregionen mithalten zu können.

„Die gängigen Modelle für Grüner-Wasserstoff-Anlagen setzen meist pauschale Finanzierungskosten an“, sagt Florian Egli, Professor für Public Policy for the Green Transition an der TUM. „Sie ignorieren damit länderspezifische Investitionsrisiken, die in vielen afrikanischen Staaten erheblich sind.“ Diese Risiken schlagen sich direkt in den Zinssätzen nieder, die Projektbetreibende für die Finanzierung ihrer Vorhaben zahlen müssen.

Viele Risiken für Investoren

Grundlage der Berechnungen der TU sind vier Szenarien, in denen Leitzinsen sowie politische Sicherheiten variieren. In einem ungünstigen Szenario – hohe Zinsen, keine Garantien – steigen die Finanzierungskosten auf bis zu 27 Prozent. Bisherige Studien gingen hingegen nur von vier bis acht Prozent aus.

Entsprechend verteuert sich die Produktion: Müssen Investoren alle Risiken selbst tragen, kostet ein Kilogramm Wasserstoff mindestens fünf Euro. Erst wenn europäische Staaten langfristige Abnahmeverträge schließen und das Zinsniveau deutlich sinkt, sinkt der Preis in einzelnen Regionen auf etwa drei Euro pro Kilogramm – ein Wert, der gerade ausreicht, um mit subventionierten europäischen Projekten zu konkurrieren. Zum Vergleich: Die jüngste Ausschreibung der Europäischen Wasserstoffbank brachte Gebote von unter drei Euro.

Von den über 10.000 untersuchten Standorten liegen die wenigen mit wirtschaftlichem Exportpotenzial bis 2030 vor allem in einzelnen Regionen von Algerien, Kenia, Mauretanien, Marokko, Namibia und dem Sudan. Diese Länder bieten vereinzelt günstige Bedingungen für die Erzeugung und den Export grünen Wasserstoffs – etwa durch gute Solar- und Windressourcen oder Nähe zu europäischen Märkten. Die Studie betrachtet jedoch Sicherheitsrisiken nur auf nationaler Ebene. Lokale Instabilität, schwache Verwaltung oder fehlende Infrastruktur könnten die tatsächliche Eignung von Standorten erheblich einschränken.

Vor überhöhten Erwartungen warnt Stephanie Hirmer, Professorin für Climate Compatible Growth an der University of Oxford: „Grüner Wasserstoff aus Afrika ist deutlich teurer als bisher angenommen. Ohne stabile politische Rahmenbedingungen riskieren wir Projekte, die ökonomisch scheitern und lokal keinen Nutzen bringen.“

Auch langfristig sehen die Autoren politischen Handlungsbedarf. Damit der Handel mit grünem Wasserstoff zwischen Afrika und Europa entsteht, brauche es neben Abnahmeverträgen auch Instrumente wie Kreditausfallgarantien, etwa durch die Weltbank. „Nur so können Kostenrisiken begrenzt und Vertrauen bei Investoren aufgebaut werden“, so Egli. Nachhaltige Partnerschaften seien nicht nur eine wirtschaftliche, sondern auch eine entwicklungspolitische Frage.

Der Artikel „[Mapping the cost competitiveness of African green hydrogen imports to Europe](#)“ zur Studie ist über den Internetauftritt der Fachzeitschrift *Nature Energy* abrufbar. // VON DAVINA SPOHN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Zuckerbrot und Peitsche für Deutschlands Autokäufer



Quelle: Shutterstock / EyeX

ELEKTROFAHRZEUGE. Drei Maßnahmen könnten Deutschlands Verkehrswende auf Kurs bringen, sagen Verbände und stellen dazu eine Studie des FÖS vor.

15 Millionen Elektroautos bis 2030: Wie dieses Ziel in Deutschland erreicht werden kann, damit hat sich eine aktuelle Studie des Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) beschäftigt. Der Auftrag dazu kam vom Auto Club Europa (ACE), dem Naturschutzbund Nabu, dem BUND, der Klimaallianz Deutschland und der Caritas.

Dass Deutschland derzeit bei weitem noch nicht auf Kurs ist zeigt ein Blick auf die Zahlen. Derzeit sind unter den knapp 49 Millionen zugelassenen Autos in Deutschland nur etwa 1,5 Millionen batterieelektrisch betriebene Fahrzeuge (BEV). Unter den aktuellen Rahmenbedingungen könnte diese Zahl bis 2030 auf 8,9 Millionen steigen, zitiert die Studie Prognosen von Agora Verkehrswende.

Einem stärkeren Anstieg stehen den Studienautoren zufolge diverse Hindernisse entgegen: Ökonomische Faktoren wie die im Vergleich zu Verbrennern höheren Anschaffungskosten und die noch mangelhafte Verfügbarkeit kleinerer E-Autos, infrastrukturelle Hemmnisse wie der geografisch ungleich verteilte Ausbau der Ladeinfrastruktur und kulturelle Hemmnisse wie eine generelle Skepsis gegenüber E-Autos und die sogenannte „Reichweitenangst“.

Um das 15-Millionen-Ziel dennoch zu erreichen, müsse den Hindernissen durch staatliche Eingriffe begegnet werden, folgern die Autoren und untersuchten acht Förderinstrumente anhand von fünf Kriterien: Klimaschutzwirkung, fiskalische Wirkung, Verteilungswirkung, wirtschaftliche Impulse und (administrative) Umsetzbarkeit.

Drei Empfehlungen für die Politik

Auf Basis dieser Ergebnisse schlagen die auftraggebenden Verbände eine Kombination verschiedener Instrumente vor:

- **Bonus-Malus-System:** Die Einführung eines Malus, der mit dem CO₂-Wert des Autos progressiv ansteigt, über die Jahre verschärft wird und als Hebesatz der Kfz-Steuer im ersten Jahr erhoben wird. Die Einnahmen sollen für den Bonus verwendet werden, mit dem BEV mit einem Preis von maximal 35.000 Euro und einem Gewicht von maximal 2 Tonnen gefördert werden könnten. Der Bonus soll an weitere Umweltaspekte geknüpft und degressiv ausgestaltet sein.
- **Social Leasing:** Das Ermöglichen von monatlichen Leasingraten von 70 bis 150 Euro pro Fahrzeug nach französischem Vorbild. Finanziert werden könnte das Programm aus den Malus-Einnahmen für Verbrenner. Für die Förderfähigkeit der Pkw sollten die gleichen fahrzeugbezogenen Kriterien gelten. Zusätzlich sollten personenbezogene Kriterien (Nettoäquivalenzeinkommen, Haushaltsgröße, ÖPNV-Verfügbarkeit) berücksichtigt und die Förderung ausschließlich für die untere Einkommenshälfte gewährt werden.
- **Dienstwagenbesteuerung:** Die Berechnung des monatlichen geldwerten Vorteils für Verbrenner-Dienstwagen (inkl. PHEV) mit 2 Prozent statt derzeit 1 Prozent. Die monatliche Steuerhöhe für E-Autos sollte perspektivisch von derzeit 0,25 Prozent bzw. 0,5 Prozent auf den aktuellen Regelsteuersatz von 1 Prozent angehoben werden (möglicherweise nach Gewicht, Preis oder anderen fahrzeugbezogenen Kriterien differenziert), um den „Gewöhnungseffekt“ von Steuervergünstigungen zu vermeiden.

Die vollständige Studie mit dem Titel „**E-Mobilität auf Erfolgskurs bringen: Instrumente für eine sozial gerechte Antriebswende**“ ist im Internet verfügbar.

// VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

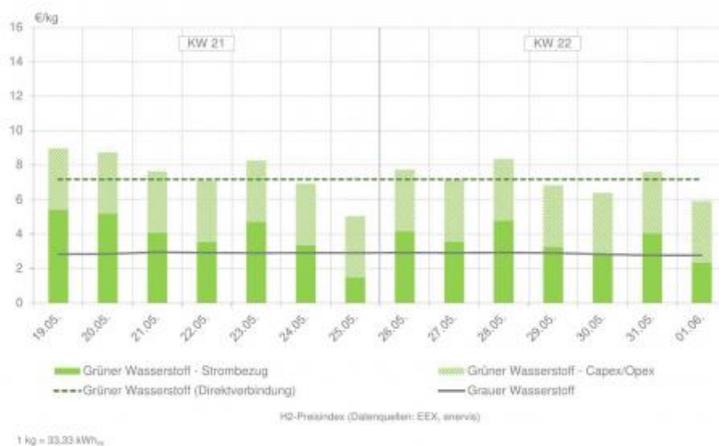
HANDEL & MARKT



Quelle: E&M / Shutterstock, wanpatsorn

Gestehungskosten leicht gesunken

H2-PREISINDEX. Grüner Wasserstoff ist noch nicht marktreif. Wie sich der Preisvergleich zum grauen Wasserstoff darstellt, zeigt der H2-Preisindex von Enervis und E&M alle zwei Wochen.



H2-Preisindex für die Kalenderwochen 21 und 22

(zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken)

Quelle: enervis energy advisors GmbH / EEX

Die Gestehungskosten für strommarktbasiereten grünen Wasserstoff sind in den vergangenen zwei Wochen konstant unter 9,00 Euro/Kilogramm geblieben. Das Zweiwochenhoch lag bei 8,97 Euro/Kilogramm, das Zweiwochentief bei 5,04 Euro/Kilogramm. Im Wochenmittel ist der Preis von 7,52 auf 7,13 Euro/Kilogramm gesunken.

Die Gestehungskosten für grauen Wasserstoff bewegten sich im Wochenverlauf zwischen 2,76 und 2,94 Euro/Kilogramm. Das Preisniveau lag damit weiterhin konstant unterhalb des strommarktbasiereten

Wasserstoffs sowie der Insellösung aus Erneuerbaren-Energie-Anlage und Elektrolyseur.

Legende zum H2-Preisindex

- **Grüner Wasserstoff:** Gestehungskosten auf Basis von Strompreisen am Spotmarkt, Herkunftsnachweisen* für die jeweiligen Strommengen sowie den Investitions- und Betriebskosten einer Elektrolyseanlage
- **Grüner Wasserstoff (Direktverbindung):** Gestehungskosten als Benchmark auf Basis von grünem Bezugsstrom einer netzentkoppelten Erneuerbaren-Anlage sowie den Investitions- und Betriebskosten einer Elektrolyseanlage
- **Grauer Wasserstoff:** Gestehungskosten auf Basis von Erdgaspreisen am Spotmarkt, Preisen für CO₂-Zertifikate sowie den Investitions- und Betriebskosten einer Erdgas-Dampfreformierungsanlage

*Die Anforderungen der Bundesregierung an grünen Wasserstoff werden über die 37. BImSchV (Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes) an die Anforderungen der Europäischen Union angepasst. Zukünftig müssen die Kriterien der Zusätzlichkeit sowie der zeitlichen/geografischen Korrelation für die Produktion erfüllt sein.

// VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

2025 ENERGIEMANAGER KONFERENZ
CYBERSICHERHEIT, VERSORGUNGSSICHERHEIT, PLANUNGSSICHERHEIT
KONZEPTE FÜR INDUSTRIE UND VERSORGER

25.09.2025 BERLIN

JETZT INFORMIEREN

SW//M OGE m3 management consulting bbw ewi VKU bdew VNG

Großer Vermarkter von THG-Quoten insolvent



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

ELEKTROFAHRZEUGE. Mit THG-Quoten ist aktuell kaum Gewinn zu erzielen. Was für private E-Mobilisten gilt, gilt für professionell makelnde Unternehmen erst recht. Der Vermarkter Emovy ist insolvent.

Das Geschäft mit Treibhausgasminderungsquoten (THG-Quoten) löste vor nicht allzu langer Zeit Goldgräberstimmung aus. Firmen sprossen wie Pilze aus dem Boden, die zum Beispiel den elektrisch betriebenen Fuhrpark von Unternehmen bestmöglich vermarkten wollten. Nach dem Boom und der „Marktberreinigung“ genannten ersten Krise hat es nun mit Emovy auch einen der letzten größeren Makler erwischt.

Laut eigener Mitteilung hat das in Ettlingen ansässige Unternehmen beim Amtsgericht Karlsruhe einen Antrag auf Eröffnung eines Insolvenzverfahrens gestellt. Anfang des Jahres hatten die Baden-Württemberger noch verlautbart, das „Wachstum vorantreiben“ zu wollen. Dafür hatte Emovy den Vorstand um Gründungsmitglied Manuela Hotop auf ein Trio erweitert.

Jetzt gibt Matthias Kerner, Finanzchef bei Emovy, im Wesentlichen zwei Gründe für die wirtschaftliche Schieflage an. Zuvorderst nennt der CFO das Insolvenzverfahren des Biomethanhändlers Landwärme GmbH. Ausbleibende „Auszahlungen und Leistungen“ von Landwärme hätten zu einer „finanziellen Lücke“ bei Emovy geführt, „die das Unternehmen nicht auffangen konnte“, so Matthias Kerner.

Prämien für Stromer liegen derzeit bei unter 100 Euro

Den weiteren Grund für die Insolvenz sieht Emovy in neuen gesetzlichen Regelungen zum THG-Quotenhandel, die die damalige Bundesregierung „ohne Vorankündigung eingeführt“ habe. Dies habe die Lage bei Emovy „erheblich verschärft“. Auf eine Anfrage beim vorläufigen Insolvenzverwalter Olaf Spiekermann, Rechtsanwalt in der Kanzlei Brinkmann & Partner, zu dem Sachverhalt erhielt diese Redaktion zunächst keine Rückmeldung. Der Zusammenhang mit der neuen Gesetzgebung ist durchaus von Interesse, zielte die Bundesregierung doch Ende 2024 gerade darauf ab, den darbenenden Quotenhandel wieder in Fahrt zu bringen.

Zum Hintergrund: Über THG-Quoten können Privatleute, aber vor allem Unternehmen mit Firmenfahrzeugen, Betreiber von öffentlichen Ladesäulen und andere Unternehmen, die für eigenen Kunden die THG-Quote einsammeln, mit vollelektrisch betriebenen Stromern Geld verdienen. Das System funktioniert dann, wenn zum Beispiel Mineralölfirmen zur Verbesserung ihrer Ökobilanz ausreichend THG-Zertifikate auf dem Markt einkaufen. Also etwa bei Emovy. Nutzfahrzeuge mit Elektroantrieb erzielen dabei höhere Erlöse, weil ihre CO₂-Kompensation höher ist.

Allerdings rutschte bereits der pro Elektro-Wagen zu erzielende Preis von anfänglich über 400 Euro auf unter 100 Euro in diesem Jahr. Ein Grund, dass etwa der Automobilclub ADAC für 2025 seinen Mitgliedern kein Angebot mehr das Vermarkten ihrer E-Autos machte. Mineralölfirmen konnten sich inzwischen auf andere Art mit THG-Zertifikaten eindecken. Die Herkunft der Zertifikate rief dabei allerdings auch Kritik hervor.

Auch viele Stadtwerke Kunden bei Emovy

Die ehemalige Ampel-Koalition setzte für 2025 und 2026 die Möglichkeit aus, das Übererfüllen von THG-Quoten von einem Jahr auf das nächste übertragen zu können. Damit hätten Unternehmen, die verpflichtend Zertifikate zu erwerben haben, sich neu am Markt bedienen müssen und so neues Geld ins System gepumpt.

Auch viele Stadtwerke übertrugen in guten Zeiten das Geschäft mit den THG-Quoten an Emovy – und hielten sich mit so genannten „White Label“-Lösungen die Bürokratie mit dem Beantragen und Makeln der Prämien vom Leibe. Ende 2022 sprach Emovy noch davon, für mehr als 400 Firmenkunden tätig zu sein. Was von diesen Aufträgen letztlich noch übrig ist, war zunächst nicht in Erfahrung zu bringen. Es ist offenbar nicht genug, um den Ausfall von Landwärme zu kompensieren.

CFO Matthias Kerner jedenfalls glaubt laut Mitteilung nach wie vor an das „tragfähige Geschäftsmodell“ von Emovy, „das die Basis für einen nachhaltigen Neustart bilden soll“. Den Geschäftsbetrieb wolle das Unternehmen während des vorläufigen Insolvenzverfahrens weiterführen. Ziel ist es, „alle Optionen zur Restrukturierung des Geschäftsbetriebes“ zu prüfen und gleichzeitig „mit dem vorläufigen Insolvenzverwalter die Suche nach möglichen Investoren“ zu beginnen.

Ein Indiz für das generell schlechter laufende Geschäft mit THG-Quoten ist auch die Anzahl von Unternehmen, die überhaupt noch als Vermarkter auftreten. Das Vergleichsportal Verivox nennt für das laufende Jahr 2025 aktuell nur sechs Anbieter. Ende 2022 waren es noch 67 Unternehmen. 90 Euro lassen sich mit dem E-Auto erzielen, für Privatleute wohlgermerkt. Ihr Antrag muss beim zuständigen Umweltbundesamt bis zum 15. November eingegangen sein. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Lange Wege in Nordhessen bis zur nächsten CNG-Station



Quelle: stadtrat / Fotolia

ERDGASFAHRZEUGE. Das Netz an Erdgas-Tankstellen in Nordhessen wird löchriger. Im Landkreis Werra-Meißner fehlt nun ein Angebot, weil die letzte CNG-Station in Eschwege von dem Treibstoff Abstand nimmt.

Mindestens 60 Kilometer Wegstrecke oder eine gute halbe Stunde Fahrtzeit: Das sind die nun geltenden Parameter für Menschen im nordhessischen Eschwege, wenn sie ihr Erdgasauto neu befüllen wollen. Die letzte Tankstelle im Ort bietet kein komprimiertes Erdgas (CNG) mehr an.

Seit Anfang Mai fehlt CNG an den Zapfsäulen von Q1 in der Stadt. Das in Osnabrück ansässige Unternehmen teilt auf Anfrage dieser Redaktion mit, die „wirtschaftliche Tragfähigkeit“ für den Betrieb der CNG-Säule habe gefehlt.

Der Vertragspartner von Q1 an der Tankstelle in Eschwege habe daher einen Schlusstrich gezogen. Die Suche nach einem Nachfolger sei nicht erfolgreich gewesen, so Marvin Kröcher, Koordinator Nachhaltige Energien bei Q1. Anders als bei herkömmlichen Tankstellen mit Mineralölen betreibe Q1 Zapfsäulen mit CNG nicht in Eigenregie.

CNG vor allem bei Nutzfahrzeugen weiterhin gefragt

Die Nachfrage nach dem Treibstoff hat also offenbar so stark nachgelassen, dass sich der Verkauf nicht mehr lohnt. In Deutschland gibt es jedoch auch einen gegenläufigen Trend zum Erhalt von CNG-Tankanlagen. So ist das aus den Niederlanden stammende Unternehmen OG Clean Fuels bemüht, Standorte zu übernehmen (wir berichteten).

Allerdings funktioniert der Vertrieb von CNG vor allem dann gut, wenn eine Art Ankerkunde in der Nähe seinen Sitz hat. Damit ist ein wirtschaftlicher Absatz gewährleistet, wenn Industrie und Gewerbe über einen mit Erdgas betriebenen Fuhrpark an Nutzfahrzeugen verfügen. Zugleich ist die Umstellung auf Bio-CNG in vollem Gange, hierbei entsteht klimafreundlicheres Methan aus der Verarbeitung von biologischen Reststoffen und Gülle.

Die Nachfrage nach CNG im privaten Mobilitätssektor ist dagegen rückläufig. Dies liegt nicht zuletzt daran, dass die Autobauer keine mit CNG betriebenen Wagen mehr auf den Markt bringen. Die Neuzulassungen beliefen sich nach einer Statistik des Kraftfahrzeugbundesamtes (KBA) im Jahr 2024 auf gerade noch 137.

Das ist ein Minus von 89,7 Prozent gegenüber 2023. Der Anteil am PKW-Gesamtmarkt ist dabei nur noch weit hinter dem Komma feststellbar, diese Mühe macht das KBA sich allerdings nicht und weist nur noch 0,0 Prozent an allen Zulassungen aus.

Dagegen sind mit verflüssigtem Gas (LNG) betriebene Autos nach wie vor in Mode. Im Jahr 2024 wuchs dieser Markt um 4,3 Prozent auf 13.711 Neufahrzeuge. Sie machen insgesamt 0,5 Prozent aller in Deutschland zugelassenen Pkw aus.

Wer in Eschwege weiter auf CNG als Treibstoff angewiesen ist, muss nun aufwändige und kostspielige Wege auf sich nehmen. Der Tankstellen-Atlas des CNG-Clubs, eines Vereins zur Förderung der „umwelt- und ressourcenschonenden CNG-Mobilität“, etwa hilft weiter. Er weist alternative Tankangebote zum Beispiel in Bebra, Eisenach oder Kassel aus. Die nächste CNG-Zapfmöglichkeit ist dabei weder näher als 60 Kilometer Wegstrecke noch unter einer Stunde Fahrzeit (jeweils für Hin- und Rückfahrt) zu erreichen.

// VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Trianel schreibt Speicherverträge mit Laufzeit aus



Quelle: Shutterstock / sdf_qwe

GASSPEICHER. Ab April 2026 bietet die Trianel über ihre Gasspeicher in Epe neue Speicherprodukte mit garantierter Verfügbarkeit an. Die Vermarktung soll über eine Auktion erfolgen.

Ab dem Speicherjahr 2026/2027 will die Trianel Gasspeicher Epe GmbH Co. KG, Betreiberin des Gasspeichers in Epe (Nordrhein-Westfalen), den Markt für Erdgasspeicherung mit neuen standardisierten Produkten adressieren. Das Unternehmen startet dazu eine Ausschreibung, in der es drei vertraglich fest zugesicherte Speicherprodukte mit unterschiedlicher Umschlagdauer und Laufzeit anbietet. Insgesamt sollen 400 Millionen kWh Arbeitsgasvolumen über ein transparentes Auktionsverfahren vermarktet werden.

Die Trianel Gasspeicher Epe ist eine Tochter der Stadtwerke-Kooperation Trianel. Diese ist seit Jahren im Speichermarkt aktiv und hatte bislang ausschließlich unterbrechbare Speicherprodukte angeboten – also Kapazitäten, deren Nutzung etwa bei Netzengpässen oder Vorrang anderer Nutzer zeitweise eingeschränkt werden kann. Mit den nun ausgeschriebenen Produkten mit fester Vertragslaufzeit und definierter Leistung bietet das Unternehmen erstmals verlässlich planbare Speicherverträge an. Wie Trianel mitteilt, werde damit den Marktakteuren mehr Versorgungssicherheit und Flexibilität gegeben.

Geschäftsführer Carsten Haack sieht in der Produkterweiterung eine Reaktion auf die veränderten Anforderungen am Energiemarkt. Die neue Produktstruktur solle Marktreaktionsfähigkeit, Arbitrageoptionen und Versorgungssicherheit besser miteinander verbinden. „Das hat auch die erfolgreiche Vermarktung unserer unterbrechbaren Kapazitäten im Mai dieses Jahres gezeigt“, so Haack. Dabei waren innerhalb weniger Tage rund 300 Millionen kWh Arbeitsgasvolumen vollständig vermarktet worden.

Die neuen Speicherprodukte unterscheiden sich vor allem durch ihre Umschlagdauer – also die Häufigkeit, mit der die Speicherkapazitäten jährlich befüllt und entleert werden können – sowie durch ihre Ein- und Ausspeiseleistung. Jedes Produkt umfasst 25 Millionen kWh Arbeitsgasvolumen (AGV):

- **Flexomic:** 104 Tage Umschlagdauer, 20 MW Einspeiseleistung (ESL), 40 MW Ausspeiseleistung (ASL), zwei Jahre Laufzeit
- **Flexomic fast:** 53 Tage Umschlagdauer, 39 MW ESL, 78 MW ASL, 1 Jahr Laufzeit
- **Flexomic super fast:** 44 Tage Umschlagdauer, 47,5 MW ESL, 95 MW ASL, 2 Jahre Laufzeit

Insgesamt werden 16 Lose a 25 Millionen kWh ausgeschrieben. Acht davon entfallen auf „Flexomic super fast“, jeweils vier auf „Flexomic“ und „Flexomic fast“. Alle Produkte starten zum 1. April 2026.

Marktgebiet und Ausschreibungsrahmen

Die Speicherprodukte sind eingebunden in das Marktgebiet Trading Hub Europe (THE). Technisch erfolgt die Einspeisung über den Punkt „EPE-III (UGS-E)“ und die Ausspeisung über „EPE-IV (UGS-A)“. Beide Leitungen sind an die Fernleitungsnetze der Open Grid Europe und der Thyssengas angebunden.

Gebote können laut Trianel bis zum 17. Juni 2025 um 12:00 Uhr (CET) abgegeben werden. Die Vergabe erfolgt auf Basis eines diskriminierungsfreien Auktionsverfahrens. Bieter können auf einzelne oder mehrere Lose und Produkte bieten. Rabatte bei vorzeitiger Nutzung der Kapazitäten sind möglich.

Trianel sieht die neuen Speicherprodukte als Ergänzung zum bestehenden Portfolio. Während unterbrechbare Kapazitäten weiterhin Flexibilität bieten, richten sich die jetzt ausgeschriebenen Produkte an Marktteilnehmer mit klaren Anforderungen an Planbarkeit und garantierte Leistung. // [VON DAVINA SPOHN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Jetzt ist die neue E&M-Ausgabe als ePaper lesen!



Quelle: E&M

Die neue Ausgabe der **E&M** ist da!

- **Titel:** KWK-Branche fordert klare Perspektiven
- **Neue Bundesregierung:** Kurssetzungen für die Energiebranche
- **450-MHz-Funknetz:** Wie der Aufbau vorankommt
- **Photovoltaik:** Solarmodule aus dem Spessart

Hier geht es zum ePaper!

Gedruckt und digital

IN EIGENER SACHE. Unsere Juni-Ausgabe 2025 ist erschienen. Lesen Sie sie bequem und einfach auf Ihrem Smartphone und Tablet! Einfach dafür einloggen. Ein Blick in die Inhalte dieser Ausgabe.

Die neue Printausgabe der E&M ist da. [Alles dazu finden Sie auf unserer Info-Seite!](#)

Einige Themen der Juni-Ausgabe vom 2. Juni 2025:

- **Titel:** KWK-Branche fordert klare Perspektiven
- **Neue Bundesregierung:** Seit knapp einem Monat ist die neue Regierung im Amt. Erste Kurssetzungen für die Energiewirtschaft sind absehbar
- **Netze:** 450 Connect baut derzeit ein bundesweites 450-MHz-Funknetz auf. E&M gibt einen Zwischenstand zum Aufbau einer schwarzfallfesten Kommunikation
- **Interview:** Wilken hat die IT-Komplettlösung GY entwickelt. Damit soll ein neues Kapitel aufgeschlagen werden, erklärt CEO Dominik Schwärzel im Gespräch mit E&M
- **Agri-PV:** Stefan Berkenhoff berät Landwirte in Sachen Agri-PV. Im Interview schildert er seine Sicht der Dinge
- **Photovoltaik:** Solarmodule „made in Germany“ bleiben schwierig – aber machbar. Ab Herbst sollen im Spessart wieder Module vom Band laufen
- **BHKW des Monats:** Die Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm haben für ein Neubauquartier eine KWK-Anlage mit einem hohen erneuerbaren Wärmeanteil errichtet
- **RechtEck:** Die Nachfrage nach Netzanschlusskapazitäten steigt deutlich. Da kommt einiges auf die Netzbetreiber zu

Wenn Sie einen E&M-Online-Zugang haben, müssen Sie sich nur oben rechts bei „LOGIN“ einloggen. Sodann öffnet sich die E&M-Startseite. Auf dieser klicken Sie oben auf den Reiter „EPAPER“ und alle Ausgaben der E&M erscheinen. // [VON REDAKTION](#)

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

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK



Ein E-Lkw auf dem Prüfstand. Quelle: Shell / KI-generiert

Megawatt-Laden auf dem Prüfstand

ELEKTROFAHRZEUGE. Ladelösungen für Batterien von Lkw, Bussen, Baufahrzeugen, sogar Schiffen und Speichersystemen sollen künftig in einem eigenen Testzentrum im Süden Hamburgs erprobt werden.

Noch ist das Bild, das der Pressemitteilung beiliegt, KI-generiert. Doch schon Ende 2025 soll das „Testzentrum der Superlative“, das der Energieriese Shell im Süden Hamburgs plant, ganz real in einer ersten Phase in Betrieb gehen. Abgeschlossen werden soll der Bau bis 2027.

„Schnelles und effizientes Laden für E-Antriebe ist im Transportbereich immens wichtig, denn vor allem in dieser Branche ist Zeit Geld“, erklärt Felix Faber, Vorsitzender der Geschäftsführung von Shell in Deutschland, die Idee hinter dem Projekt. „Genau dort setzen wir mit unserem Testzentrum für Megawatt-Charging an. Hier können Lösungen weiter ausreifen, Industriepartner zusammenkommen und mit uns gemeinsam einen Beitrag zur Elektrifizierung und damit Dekarbonisierung des gesamten Sektors leisten.“

Das Testzentrum, das im „Shell Technology Centre Hamburg“ entstehen soll, ist ausgelegt auf Ladeleistungen von bis zu 5 MW im Mittelspannungsbereich und soll beispielsweise schnelles Aufladen von Batterien für Schwerlastfahrzeuge wie Lkw, Busse, Traktoren und Baufahrzeuge oder auch für Schiffe mit Elektroantrieb sowie Batteriespeichersysteme unter verschiedenen Klimabedingungen (-40 bis +50 Grad Celsius bei variabler Luftfeuchtigkeit) prüfen. Dafür sollen auf 3.500 Quadratmetern neben einem Büro- und Elektroinstallationsgebäude ein externes Testfeld, ein Testhangar und ein Werkstattbereich entstehen. Weitere 500 Quadratmeter sind als Ausbaureserve vorgesehen.

Geplant ist die Installation einer Schaltanlage mit 10 kV AC und 3,6 kV DC (Mittelspannung) sowie eines bidirektionalen DC-Emulators mit bis zu 5,2 MW (3,6 kV), was auch simultanen Testbetrieb mit sechsmal 800 kW (1.000 V) ermöglicht. Damit auch das Zusammenspiel von Hard- und Software-Komponenten geprüft werden kann, sollen auch Energie- und Power-Management, automatisierte Back-Office-Akzeptanztests, Interoperabilität und Effizienztests unter variablen Klimabedingungen, automatisierte Batterietests bis Gefahrstufe 6 sowie Hardware-in-the-Loop(HIL)-Simulationen möglich sein. Die Energieversorgung erfolgt mit Strom aus regenerativen Quellen, teilt Shell mit. // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

 **TeamViewer**



**Von spannendem Rennen
bis Hochspannung.**

teamviewer.com/workbetter

Für jeden
digitalen Arbeitsplatz.
Make work work better.



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Das Solarzellenwerk in Thalheim (Sachsen-Anhalt) Quelle: Meyer-Burger

Sonnenfinsternis für deutsche Solarzellen von Meyer-Burger

PHOTOVOLTAIK. Die deutschen Tochterfirmen des Schweizer Solarherstellers Meyer Burger haben Insolvenz beantragt – betroffen sind Werke in Sachsen und Sachsen-Anhalt.

Die deutschen Tochtergesellschaften des Schweizer Photovoltaikunternehmens Meyer Burger Technology AG mit Sitz in Thun haben Insolvenz angemeldet. Betroffen sind die Meyer Burger (Industries) GmbH in Bitterfeld-Wolfen und die Meyer Burger (Germany) GmbH in Hohenstein-Ernstthal. Das Unternehmen teilte am 31. Mai mit, dass entsprechende Anträge auf Eröffnung eines Insolvenzverfahrens gestellt wurden.

Auch US-Produktion gestoppt

Im Stadtteil Thalheim von Bitterfeld-Wolfen (Sachsen-Anhalt) stellt Meyer Burger Industries Solarzellen her. Dort arbeiten 331 Personen. Die Schwesterfirma in Hohenstein-Ernstthal (Sachsen) beschäftigt 289 Mitarbeitende im Bereich Maschinenbau und Technologieentwicklung. Laut Unternehmensangaben scheiterten bisherige Sanierungsverhandlungen zum Erhalt der deutschen Standorte. Diese sollen nun im Rahmen der vorläufigen Insolvenzverfahren fortgesetzt werden – gemeinsam mit einem gerichtlich bestellten Insolvenzverwalter.

Das Amtsgericht Chemnitz hat unterdessen Sachverständige für die Unternehmen in Sachsen und Sachsen-Anhalt eingesetzt. Die Experten der Flöther & Wissing Insolvenzverwaltung wurden beauftragt, ein Gutachten über die Insolvenzgründe zu erstellen, wie eine Gerichtssprecherin informierte. Über eine vorläufige Insolvenzverwaltung werde in den kommenden Tagen entschieden, hieß es. Meyer Burger hat bereits seit längerer Zeit mit finanziellen Schwierigkeiten zu kämpfen. Die Fertigung in Deutschland war zuletzt von Kurzarbeit betroffen. Ungeachtet der Insolvenzverfahren in Deutschland will Meyer Burger Teile des Unternehmens weiterführen.

Der Insolvenzantrag in Deutschland erfolgt nur wenige Tage nach dem Stopp des Aufbaus einer Solarmodulproduktion in Goodyear im US-Bundesstaat Arizona. Die geplante Fertigung in den USA sollte ursprünglich mit in Deutschland hergestellten Zellen beliefert werden.

Die Tochtergesellschaft Meyer Burger (Switzerland) AG mit rund 60 Mitarbeitenden in Thun soll bestehen

bleiben. Auch die US-amerikanische Einheit Meyer Burger (Americas) Ltd. soll nicht aufgelöst werden, obwohl sie alle Beschäftigten zum 29. Mai 2025 entlassen hat.

Geschäftszahlen für 2024 kommen verspätet

Parallel zur Insolvenzanmeldung beantragte Meyer Burger bei der zuständigen Börsenaufsicht eine Fristverlängerung zur Vorlage der Geschäftszahlen für das Jahr 2024. Die ursprünglich gesetzte Frist lief am 31. Mai 2025 aus. Zur Begründung verwies das Unternehmen auf weiterhin laufende Finanzierungsgespräche im Rahmen der Restrukturierung.

Meyer Burger hatte sich in den vergangenen Jahren von einem Maschinenbauer für die Solarindustrie zu einem Hersteller von Solarzellen und -modulen gewandelt. Im Wettbewerb mit chinesischen Anbietern und angesichts schwieriger Marktbedingungen in Europa geriet das Unternehmen zunehmend unter Druck.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Stadtwerke Münster bei Turbinen im Genehmigungsglück



Münsters Stadtwerke erhalten Rückenwind für die Ausbaupläne im Münsterland. Quelle: SWM

WINDKRAFT ONSHORE. Trübsal Blasen ist abgewendet: Mindestens zwei von drei geplanten Windparks im Münsterland haben die Stadtwerke Münster retten können. Auch die Bevölkerung profitiert.

Gute Nachrichten für die Stadtwerke Münster: Mindestens zehn von 18 geplanten Windenergieanlagen können die Westfalen realisieren. Für zwei Parks in den Nachbarkommunen Sendenhorst und Warendorf liegen alle oder die wesentlichen Genehmigungen vor, erklärte eine Sprecherin der Stadtwerke auf Anfrage dieser Redaktion.

Der Versorger hatte befürchtet, eine neue Aussetzungsregelung von Bund und Land könnte die Pläne durchkreuzen (wir berichteten). Nun aber liegt das Ja-Wort des Kreises Warendorf für den sechs Turbinen großen Park in Sendenhorst vor. Damit dürfen die Stadtwerke die beantragten 6,6-MW-Anlagen des Herstellers Siemens Gamesa, am obersten Rotorpunkt jeweils 250 Meter hoch, errichten.

Ziel ist es, den Sendenhorster Windpark 2027 in Betrieb zu nehmen. Für diese Anlagensammlung hatte Münster ein beschleunigtes Genehmigungsverfahren angestrengt, das sich letztlich nicht mit den Landesgesetzen und den Regionalplänen für den Windkraftzubau biss.

Zuletzt die Bürgereinlagen mit 5,25 Prozent verzinst

Auch für die Standortkommunen lohnen sich die Investitionen der Münsteraner. Bei einem vergleichbaren Projekt weiter westlich, in Südlohn-Eschlohn an der Grenze zu den Niederlanden, profitieren die umliegenden Gemeinden mit 0,2 Cent je erzeugter kWh Ökostrom, sofern sie sich in einem Radius von 2,5 km zu den Anlagen befinden. Die drei Öko-Kraftwerke dort sind im Mai ans Netz gegangen, teilen die Westfalen mit.

Die Bevölkerung in und um Südlohn hatte binnen weniger Wochen zudem Anteile in Höhe von insgesamt 4 Millionen Euro über Nachrangdarlehen gezeichnet. Die Einlagen von mindestens 500 bis maximal 25.000 Euro verzinsen die Stadtwerke mit jährlich 5,25 Prozent. Ob eine vergleichbare Ausschüttung auch in Sendenhorst greift, wollte die Sprecherin nicht vorhersagen. Dafür sei es noch zu früh, die Bürgerbeteiligung öffnen die Stadtwerke meist während der Bauphase. Diese zeichnet sich für 2026 ab.

In Sendenhorst schütten die Stadtwerke künftig noch eine andere Zuwendung an Privatleute aus. „Nachbarschaftsgeld“ nennt der Versorger jährliche Zahlungen in Höhe von 2.500 Euro für Menschen, deren Wohnungen bis zu 750 Meter von den Anlagen entfernt liegen, und 2.000 Euro für Anwohnende im Umkreis von 750 bis 1.000 Meter.

Auch für das in Warendorf-Milte geplante Windkraftanlagen-Quartett (insgesamt 23,5 MW) habe Münster nun die Genehmigung vorliegen, so die Sprecherin auf Nachfrage. In diesem Fall seien aber zunächst noch Details zu klären, bevor der Versorger mit weiteren Informationen nach außen treten wolle. Und im Falle eines acht Turbinen großen Windparks (54,8 MW) in Nottuln sind die Stadtwerke noch zurückhaltender. Hier gebe es zwar einen positiven Vorbescheid, das aufwändige Genehmigungsverfahren sei aber noch nicht gestartet.

Die Stadtwerke Münster sind darüber hinaus noch an weiteren Orten im Umland umtriebiger. Für fünf Windkraftanlagen in Dülmen liegt nach Angaben des Versorgers eine Genehmigung vor. Im ostwestfälischen Lemgo befindet sich eine Anlage bereits im Bau.

Geschäftsführer Sebastian Jurczyk kommentiert die Ökoenergie-Entwicklung so: „Wir halten Kurs bei unserem Vorhaben, bis 2030 doppelt so viele Anlagen am Netz zu haben wie noch zu Beginn des Jahrzehnts.“ 2020 waren es 20 Anlagen, derzeit sind es 25. Mit insgesamt über 40 Turbinen will Münster dann jährlich mindestens 280 Millionen kWh Grünstrom produzieren. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Eon geht mit Rechenzentrenbetreiber Partnerschaft ein



Quelle: Pixabay / justynafaliszek

VERTRIEB. Cyrus One, Entwickler und Betreiber von Rechenzentren weltweit, und der Eon-Konzern haben eine Partnerschaftvereinbarung bekanntgegeben.

Der Essener Energiekonzern Eon und der US-amerikanische Rechenzentrumsbetreiber Cyrus One kooperieren. Ziel der Kooperation ist die gemeinsame Entwicklung und Umsetzung lokaler Energieerzeugungslösungen für Rechenzentren in Deutschland und weiteren europäischen Märkten. Das gaben Eon in einer Mitteilung bekannt.

Im Fokus stehen insbesondere Standorte mit eingeschränktem oder verzögertem Netzzugang. Hier wollen die Partner durch eine dezentrale Energieversorgung kurzfristig zusätzliche Versorgungskapazitäten schaffen. Erste Projekte sind in Frankfurt am Main geplant, „sowie in weiteren Regionen Europas“. Neben der lokalen Energieerzeugung ist auch eine Zusammenarbeit in den Bereichen Netzdienstleistungen und Stromlieferverträge, vor allem PPA, sowie bei der Nutzung von Abwärme vorgesehen.

„Unsere skalierbare Plattform wird ein reproduzierbares Modell für zukünftige Rechenzentren bieten und damit das Tempo für europäische Innovationen im Bereich nachhaltiger Infrastruktur vorgeben“, erklärte Matthew Pullen, Executive Vice President bei Cyrus One.

Ein erstes Projekt ist die Erweiterung der mit Erdgas betriebenen Versorgung des Rechenzentrums „Cyrus One FRA7“ in Frankfurt-Griesheim. Dort soll ein lokales Stromerzeugungssystem zusätzlich 61 MW elektrische Leistung bereitstellen. Damit kann die IT-Kapazität des Campus um weitere 45 MW auf insgesamt 126 MW ausgebaut werden. Das Rechenzentrum ist Teil des Frankfurt Westside Campus, einer 73 Hektar großen Entwicklungsfläche für Gewerbe und Industrie, dessen Betreiber Cyrus One ist. Das Rechenzentrum soll bis zu 40 MW Abwärme in das Campus-Heiznetz einspeisen.

Das gemeinsam von Eon und Cyrus One entwickelte Erzeugungssystem nutzt Erdgas als Brennstoff. Die Anlage sei jedoch H2 ready und könne bereits mit bis zu 25 Prozent Wasserstoff betrieben werden. Eine Umrüstung auf 100 Prozent Wasserstoff sei vorgesehen, so Eon. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Unternehmen für Erneuerbaren-Vertrieb in Westfalen geplant



Vertreter von WWE und Westfalen Wind wollen das Joint Venture gründen. Quelle: Westfalen Wind

VERTRIEB. Die Westfalen Weser Energie und Westfalenwind Strom wollen über eine eigene Gesellschaft erneuerbare Energien besser vermarkten.

Der kommunale Energieversorger Westfalen Weser Energie aus Paderborn und die ebenfalls in Paderborn ansässige Westfalenwind Strom GmbH wollen künftig im Bereich erneuerbare Energien enger zusammenarbeiten. Geplant ist ein Joint Venture, an dem beide Partner je zur Hälfte beteiligt sein sollen.

Ziel des Gemeinschaftsunternehmens, das noch keinen Namen hat, ist der Aufbau eines Handels- und Vertriebsangebots für Strom aus erneuerbaren Quellen im Raum Paderborn. Perspektivisch ist auch die Einbindung kommunaler Partner wie Stadtwerke in die Strombeschaffung und -vermarktung vorgesehen, heißt es in einer gemeinsamen Mitteilung. Nächste Schritte sind die Ratsbefassungen der kommunalen Gesellschafter und die Entscheidung der Gesellschafterversammlung voraussichtlich im September. Der operative Start des Joint Ventures ist für das vierte Quartal 2025 vorgesehen.

„Wir wollen uns gemeinsam mit einem regionalen Partner direkt im Handel mit erneuerbaren Energien und in der strukturierten Vermarktung an Kunden in der Region engagieren“, erklärte Westfalen-Weser-Geschäftsführer Jürgen Noch.

Andreas Schmitt, Geschäftsführer von Westfalenwind Strom, betonte die langjährige Vermarktungserfahrung des Unternehmens im Bereich erneuerbare Energien. „Westfalen Weser ist in der Region hervorragend vernetzt und bringt eine hohe kaufmännische Kompetenz mit.“

Die Westfalen-Wind-Gruppe, zu der auch die Westfalenwind Strom GmbH gehört, betreibt rund 120 Windenergieanlagen in der Region und ist auch in der Projektentwicklung aktiv. Darüber hinaus gehören Planung und Bau von Photovoltaikanlagen sowie ein eigener zertifizierter Ökostromvertrieb zum Leistungsportfolio.

Die Westfalen Weser Energie GmbH & Co. KG (WWE) ist ein kommunales Unternehmen und zu 100 Prozent im Besitz von 56 Kommanditisten, die ausschließlich Kreise, Städte und Gemeinden der Region sowie deren Eigengesellschaften sind. // **VON STEFAN SAGMEISTER**

[^ Zum Inhalt](#)

Konzession im Persischen Golf: Lukoil kauft OMV-Anteil



Quelle: Shutterstock / Red ivory

GAS. Der russische Konzern verdoppelt seinen Anteil an einem großen Öl- und Gasförderprojekt im Persischen Golf.

Nicht weiter kommentieren will der österreichische Öl-, Gas- und Chemiekonzern OMV die Umstände des Verkaufs seines Fünf-Prozent-Anteils an der Ghasha-Konzession in den Vereinigten Arabischen Emiraten (VAR) an die Lukoil Gulf Upstream L.L.C. S.P.C., ein Tochterunternehmen des russischen Öl- und Gaskonzerns Lukoil. Die Konzession betrifft eines der derzeit größten Projekte zur Entwicklung von Offshore-Öl- und Gasfeldern im Persischen Golf.

Laut einer Mitteilung der OMV belief sich der Verkaufspreis auf rund 594 Millionen US-Dollar (523,5 Millionen Euro) abzüglich einer Transaktionsgebühr von umgerechnet 88,1 Millionen Euro. Auf die Bitte der Redaktion um Erläuterungen zu den Zahlungsabwicklungen teilte die OMV mit, sie habe in ihrer Aussendung vom 30. Mai alles gesagt, was sie zu sagen hatte: „Darüber hinaus kommentieren wir den Sachverhalt nicht weiter. Beste Grüße.“

Lukoil nicht auf der EU-Sanktionsliste

Rechtlich gesehen, ist die Transaktion kein Problem: Anders als etwa den staatlichen russischen Gaskonzern Gazprom hat die EU die im Privateigentum befindliche Lukoil bislang nicht auf ihre Sanktionsliste gesetzt. Somit hat die Lukoil nach wie vor auch Zugang zu den internationalen Kapitalmärkten. Keinen Abbruch tut dem, dass die USA und Großbritannien das Unternehmen sehr wohl mit Sanktionen belegt haben.

Lukoil hielt bereits seit Oktober 2019 einen Anteil von 5 Prozent an Ghasha und stockte diesen nun auf 10 Prozent auf. Bemerkenswert ist: Für ihren seinerzeitigen Einstieg hatte sie umgerechnet rund 188,6 Millionen Euro bezahlt. Der fünfprozentige OMV-Anteil war ihr nun das 2,8-Fache wert.

Im vergangenen Jahr erwirtschaftete die Lukoil einen Umsatz von rund 90 Milliarden Euro, knapp 9 Prozent mehr als 2023. Allerdings sank ihr Nettogewinn um 26,3 Prozent auf 8,9 Milliarden Euro. Russische Analysten bezeichneten dieses Ergebnis angesichts des wirtschaftlichen Umfelds als „anständig“.

Laut ihrem Jahresbericht förderte die Lukoil 2024 täglich rund 2,2 Millionen Barrel Erdöleinheiten, um

2,8 Prozent weniger als 2023. Ihre Öl- und Gaskondensatproduktion sank um 2,8 Prozent auf 1,7 Millionen Barrel, ihre Gasproduktion um 2,6 Prozent auf 552.000 Barrel.

Die Ghasha-Konzession umfasst insgesamt acht Felder. Außer Ghasha selbst handelt es sich um Hail, Dalma, Nasr, Satah al Razboo, Bu Haseer, Shuweihat und Mubarraz. Sie liegen alle etwa 40 Kilometer westlich von Abu Dhabi in Wassertiefen bis zu 24 Metern. Vergeben wurde die Konzession im November 2018 auf 40 Jahre. Geplant ist, täglich 378.000 Barrel Erdgas und 120.000 Barrel Erdöl sowie Gaskondensate zu fördern.

Großprojekt mit acht Feldern

Der größte Konzessionsnehmer ist die staatliche Abu Dhabi National Oil Company (Adnoc) mit 55 Prozent. Sie traf im Herbst 2023 die endgültige Investitionsentscheidung bezüglich der Felder Ghasha und Hail. Weitere Anteilseigner sind die italienische Eni mit 25 Prozent, die thailändische PTTEP mit 10 Prozent und die Lukoil mit nun ebenfalls 10 Prozent. Die PTTEP erwarb ihren Anteil zum 11. Juni 2024 von der Wintershall Dea.

Die Adnoc preist das Vorhaben in den höchsten Tönen. Erstmals werde eine Offshore-Förderung von Kohlenwasserstoffen vollautomatisch betrieben. Zum Einsatz kämen Roboter und Drohnen, die von einer Zentrale in Al Manayif in der Stadt Dubai gesteuert würden. Überdies werde auch künstliche Intelligenz angewandt.

Gefördert wird übrigens „ultrasaures“ Erdgas mit einem Schwefelwasserstoffanteil von rund 20 Prozent sowie einem Kohlendioxidanteil von etwa 10 Prozent. „Saures“ sowie „ultrasaures“ Erdgas sind die im arabischen Raum am häufigsten vorkommenden Gassorten. Ihre Aufbereitung gilt als technisch anspruchsvoll, aber mit heutigen Mitteln gut beherrschbar. Jährlich möchte die Adnoc 1,5 Millionen Tonnen CO₂ abscheiden und in untermeerischen Gesteinsformationen lagern. Damit soll die Förderung in Ghasha klimaneutral erfolgen.

Umweltschutzorganisationen wiesen in den vergangenen Jahren mehrfach darauf hin, dass die Ghasha-Konzession Gebiete im Biosphärenreservat Marawah umfasst, das von der UNESCO anerkannt ist. Dort finden sich unter anderem Korallenriffe, Seegrasfelder und Mangroven. Überdies gilt das Reservat als Heimat der zweitgrößten Population der Welt an Seekühen. // [VON KLAUS FISCHER](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Sterr-Kölln & Partner wächst mit Conloop-Team



Quelle: Fotolia / Rido

BERATER. Sterr-Kölln & Partner hat sich zum 1. Juni 2025 mit dem Beratungsunternehmen Conloop zusammengeschlossen, um Stadtwerke im Wärmemarkt umfassender zu beraten.

Das auf die Beratung im Bereich der erneuerbaren Energien spezialisierte Unternehmen Sterr-Kölln & Partner mit Hauptsitz in Freiburg im Breisgau hat seine Expertise im Energie- und Wärmemarkt erweitert. Zum 1. Juni 2025 fusionierte das Beratungshaus mit dem Unternehmen Conloop. Mit dem Zusammenschluss will Sterr-Kölln & Partner insbesondere Stadtwerken und weiteren regionalen Energieakteuren zusätzliche Unterstützung bei der Entwicklung nachhaltiger Geschäftsmodelle bieten.

Laut dem Unternehmen umfasst das Team durch die Fusion nun auch den Energieexperten Andreas Döhrer sowie sieben weitere Beraterinnen und Berater. Döhrer ist Energiewirtschaftler und war zuletzt bei dem

Tech- und Consultingunternehmen Exxeta aus Karlsruhe als Director Management Consulting Energy tätig. Er bringt langjährige Branchenerfahrung mit und hat laut Sterr-Kölln & Partner bislang mehr als 150 Projekte im Bereich strategische Wärmewende und Aufbau nachhaltiger Geschäftsmodelle begleitet.

Mit der Fusion hat das Unternehmen außerdem sein Leistungsportfolio im Bereich Mergers & Acquisitions (M&A) gestärkt. Dafür stehen unter anderem der Volkswirt Maik Wassmer und der M&A-Experte Nicola Kyburz. Wassmer war unter anderem von 2007 bis 2020 Finanzvorstand beim Regionalversorger Badenova in Freiburg. Kyburz ist bereits seit März 2025 als Partner im Unternehmen aktiv. Er war zuvor rund neun Jahre für die Elektrizitätswerke der Stadt Zürich tätig.

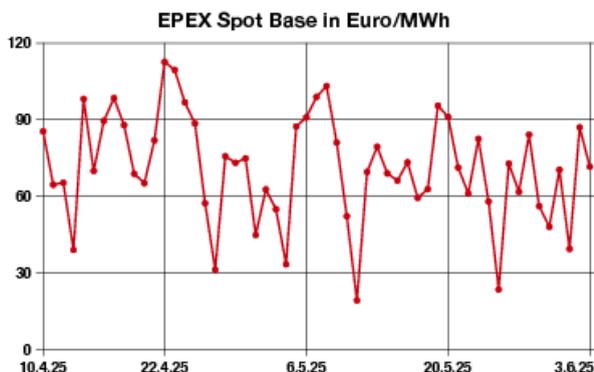
Sterr-Kölln & Partner ist seit mehr als 30 Jahren beratend im Bereich der erneuerbaren Energien tätig. Das rund 40-köpfige Team besteht aus Unternehmensberaterinnen und -beratern, Juristinnen und Juristen, Steuer- sowie Wirtschaftsprüferinnen und -prüfern. Ein Schwerpunkt der Tätigkeit liegt laut Unternehmensangaben in der Begleitung von Projekten sowie bei rechtlichen und finanziellen Fragestellungen – auch in grenzüberschreitenden Vorhaben zwischen Deutschland und Frankreich.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energienotierungen legen zu Wochenbeginn zu



Quelle: E&M

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

Tendenziell fester haben sich die Energiemärkte zum Wochenauftritt gezeigt. Für die europäisch geprägten Märkte dürften dabei die jüngsten Werte des Einkaufsmanagerindex (PMI) in der Eurozone eine nicht unbeträchtliche Rolle gespielt haben, da die Geschäftsaktivität im verarbeitenden Gewerbe der Eurozone im Mai gestiegen ist.

Strom: Uneinheitlich hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Montag gezeigt. Der Dienstag wurde mit 72,00 Euro je Megawattstunde im Base und 33,75 Euro je Megawattstunde im Peak bewertet. Börslich wurde der Day-ahead mit 71,69 Euro in der Grundlast und nur 33,41 Euro in der Spitzenlast gesehen. Ursächlich für die relativ schwachen Day-ahead-Preise ist die Erneuerbaren-Einspeiseleistung von 23,6 Gigawatt im Base, die für den Dienstag erwartet wird. Für den Peak erwarten die Meteorologen von Eurowind sogar knapp 40 Gigawatt, entsprechend niedrig zeigte sich daher der Day-ahead-Preis für diesen Zeitraum. An der Börse wurden auf Stundenbasis zwischen 11 und 16 Uhr leicht negative Preise gesehen. Für den Mittwoch prognostizieren die Meteorologen von Eurowind einen Beitrag von Wind- und Sonnenstrom in ähnlicher Höhe wie am Dienstag. Danach sollen die Erneuerbaren-Mengen zulegen. Für den Freitag werden Wind- und Solarbeiträge von 40 Gigawatt prognostiziert. Das etwas längerfristiger orientierte US-Wettermodell rechnet bis Mitte der nächsten Woche mit hohen Windeinspeisemengen und relativ bedecktem Himmel. Die Temperaturen in Deutschland dürften sich laut den US-Meteorologen volatil doch tendenziell als überdurchschnittlich erweisen. Am langen Ende des deutschen Strommarktes verlor das Cal 26 um 0,39 auf 86,87 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Die CO₂-Preise haben zum Wochenstart im Verbund mit Gas zugelegt. Der Dec 25 gewann bis gegen 14.45 Uhr 0,78 auf 71,19 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 19,4 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 72,14 Euro, das Tief bei 70,01 Euro. Laut den Analysten von Vertis dürfte der Markt in der Spanne zwischen 70 Euro und 75 Euro verharren. Etwas bearish dürften sich die für die kommenden Tage vorhergesagten recht hohen Einspeisemengen von Erneuerbaren-Strom auf die CO₂-Preise auswirken. Bullish hingegen haben sich die am Berichtstag gemeldeten PMI-Daten aus der Eurozone ausgewirkt.

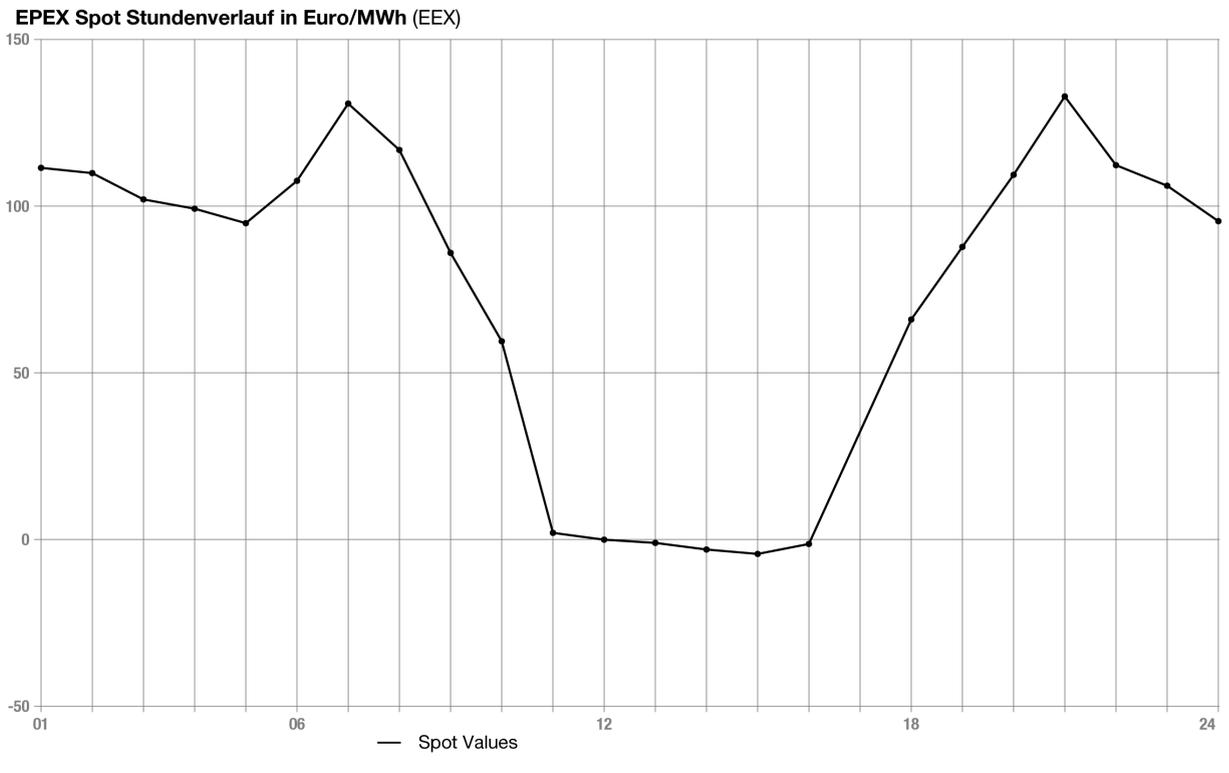
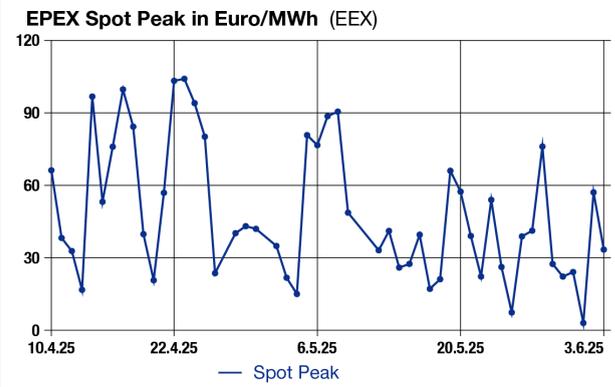
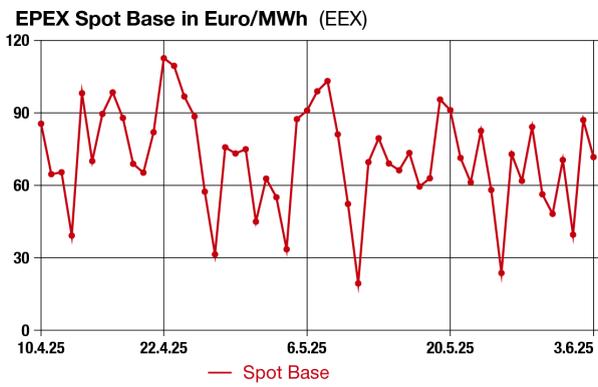
Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben am Montag etwas zugelegt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.45 Uhr 0,770 auf 34,920 Euro je Megawattstunde. Der Day-

ahead am deutschen THE zog 1,200 auf 35,950 Euro an. Neben dem positiven Impuls aus den PMIs für die Eurozone dürften sich auch die geplanten Wartungsarbeiten an Turk Stream positiv auf die Gaspreise ausgewirkt haben. Die Pipeline, über die auch Ungarn versorgt wird, soll ab dem 10. Juni für einige Tage außer Betrieb genommen werden. Unterdessen meldet der Transportnetzbetreiber Gassco für den Berichtstag einen Gasflow aus Norwegen heraus von 291,2 Millionen Kubikmeter, was in etwa den Mengen der vergangenen Tage entspricht. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt



Strom Terminmarkt

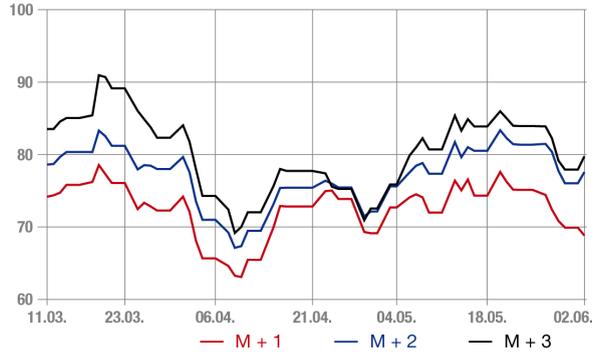
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	02.06.25	German Power Jun-2025	68,82
M2	02.06.25	German Power Jul-2025	77,57
M3	02.06.25	German Power Aug-2025	79,74
Q1	02.06.25	German Power Q3-2025	81,50
Q2	02.06.25	German Power Q4-2025	94,43
Q3	02.06.25	German Power Q1-2026	97,24
Y1	02.06.25	German Power Cal-2026	86,91
Y2	02.06.25	German Power Cal-2027	78,93
Y3	02.06.25	German Power Cal-2028	70,40

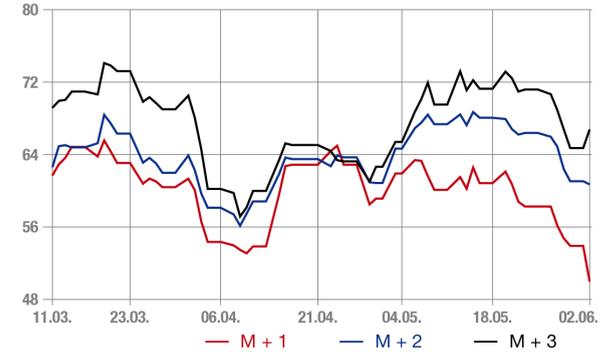
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	02.06.25	German Power Jun-2025	49,98
M2	02.06.25	German Power Jul-2025	60,70
M3	02.06.25	German Power Aug-2025	66,76
Q1	02.06.25	German Power Q3-2025	72,48
Q2	02.06.25	German Power Q4-2025	119,12
Q3	02.06.25	German Power Q1-2026	116,27
Y1	02.06.25	German Power Cal-2026	94,20
Y2	02.06.25	German Power Cal-2027	87,93
Y3	02.06.25	German Power Cal-2028	79,85

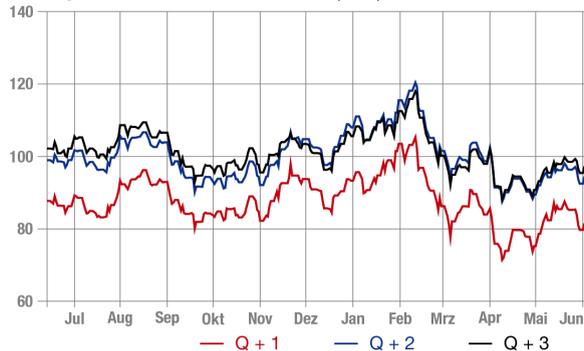
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



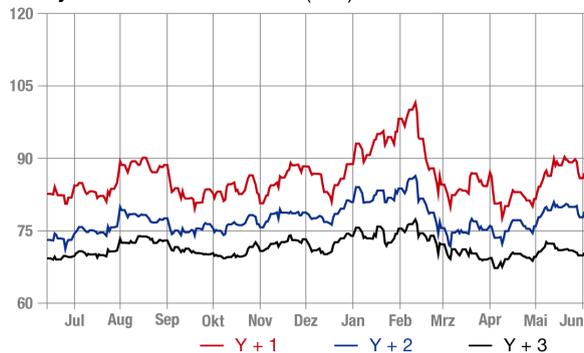
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



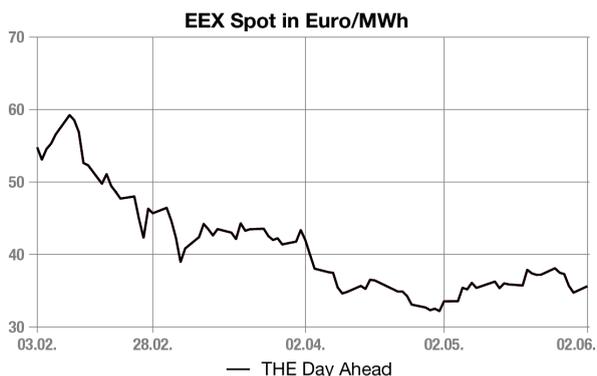
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



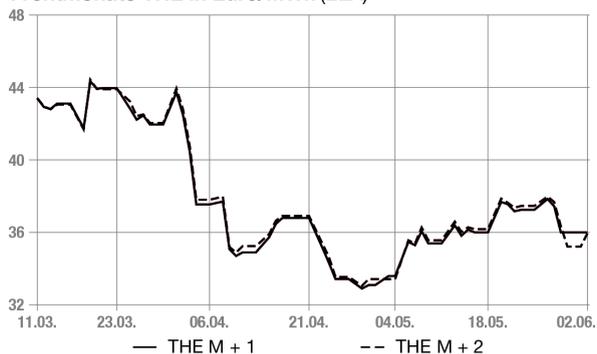
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

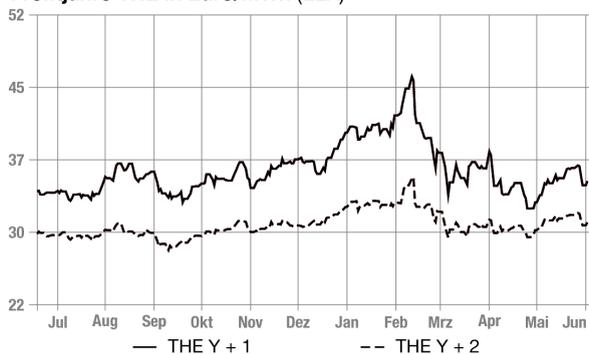
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	02.06.25	German THE Gas Mai-2025	36,00
M2	02.06.25	German THE Gas Jun-2025	35,94
Q1	02.06.25	German THE Gas Q3-2025	36,24
Q2	02.06.25	German THE Gas Q4-2025	37,74
S1	02.06.25	German THE Gas Win-2025	37,82
S2	02.06.25	German THE Gas Sum-2026	33,97
Y1	02.06.25	German THE Gas Cal-2026	35,29
Y2	02.06.25	German THE Gas Cal-2027	31,02



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



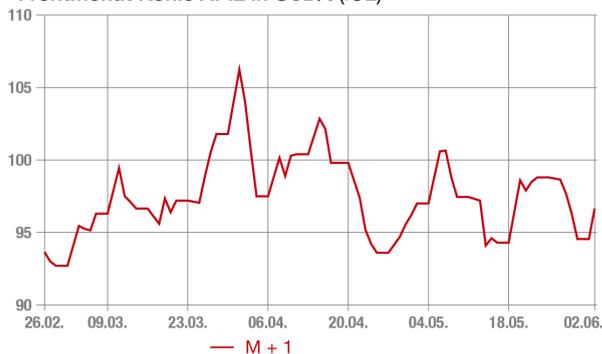
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	02.06.25	71,69	EUR/MWh
Germany Spot peak	02.06.25	33,41	EUR/MWh
EUA Jun 2025	02.06.25	70,10	EUR/tonne
Coal API2 Jun 2025	02.06.25	96,65	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	02.06.25	35,62	EUR/MWh
German THE Gas Jun-2025	02.06.25	36,00	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	02.06.25	35,29	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2025	30.05.25	63,90	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur (W 2) Solar Energy and Building Automation

Gesucht wird eine Persönlichkeit, die das Fachgebiet in Lehre sowie angewandter Forschung und Ent...
in Amberg

30.04.2025



Kaufmännischer Projektmanager im Bereich After Sales Erneuerbare Energien (m/w/d)

Arbeite mit uns an einer zukunftsfähigen Energieversorgung! Wir machen Erneuerbare aus Überzeugu...
in Wiesbaden

vor 1 h

Ausbildung / Freie Mitarbeit Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Mitarbeiterevents



Projektleiter (m/w/d) Stromnetzplanung

Projektleiter (m/w/d) Stromnetzplanung Bewerbungen von Berufsanfängern und Quereinsteigern in di...
in Metzingen

vor 1 h

Projektleitung Freie Mitarbeit Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Kantine / Betriebsarzt



Sachbearbeiter (m/w/d) Stromnetzplanung

Sachbearbeiter (m/w/d) Stromnetzplanung Bewerbungen von Berufsanfängern und Quereinsteigern in...
in Reutlingen

vor 1 h

Freie Mitarbeit Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit / Kantine / Betriebsarzt



Ingenieur:in Arbeitssteuerung Gas- / Wasser-Anlagen

Aufgaben Als Ingenieur:in Arbeitssteuerung für Gas-/Wasser-Anlagen entwickelst, planst, steuerst und...
in Hannover

vor 1 h

Ausbildung Parkplatz

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

IHRE E&M REDAKTION:

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

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

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

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

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

Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie
 

Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung
  

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

Korrespondent Brüssel: **Tom Weingärnter**
 Korrespondent Wien: **Klaus Fischer**
 Korrespondent Zürich: **Marc Gusewski**
 Korrespondenten-Kontakt: **Atousa Sendner**
 

Darüber hinaus unterstützt eine Reihe von freien Journalisten die E&M Redaktion.
 Vielen Dank dafür!

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

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan
Manfred Fischer
 Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**
 

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

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

Tel. +49 (0) 81 52/93 11 0 - Fax +49 (0) 81 52/93 11 22

info@emvg.de - www.energie-und-management.de**Geschäftsführer:** Timo Sendner**Registergericht:** Amtsgericht München**Registernummer:** HRB 105 345**Steuer-Nr.:** 117 125 51226**Umsatzsteuer-ID-Nr.:** DE 162 448 530

Wichtiger Hinweis: Bitte haben Sie Verständnis dafür, dass die elektronisch zugesandte E&M daily nur von der/den Person/en gelesen und genutzt werden darf, die im powernews-Abonnementvertrag genannt ist/sind, bzw. ein Probeabonnement von E&M powernews hat/haben. Die Publikation - elektronisch oder gedruckt - ganz oder teilweise weiterzuleiten, zu verbreiten, Dritten zugänglich zu machen, zu vervielfältigen, zu bearbeiten oder zu übersetzen oder in irgendeiner Form zu publizieren, ist nur mit vorheriger schriftlicher Genehmigung durch die Energie & Management GmbH zulässig. Zuwiderhandlungen werden rechtlich verfolgt.

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

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

Folgen Sie E&M auf:



