



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

STROM**11,22 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**33,18 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**18**

Elektrolyseprojekte in Nordwest-europa wurden seit Oktober des vergangenen Jahres laut dem H2-Marktradar der Beratungsgesellschaft Team Consult eingestellt

REGULIERUNG

VKU kritisiert geplante Regeln für Speicher und Ladepunkte

IT

Neue Edna-Projektgruppe für API-Webdienste

STROM

Kennzahl für Primärenergie zur Stormerzeugung sinkt weiter

Inhalt

TOP-THEMA

→ **INTERVIEW:** „Regulatorische Lücken schnell schließen“

POLITIK & RECHT

- **REGULIERUNG:** VKU kritisiert geplante Regeln für Speicher und Ladepunkte
- **POLITIK:** BEE fordert weniger Bürokratie für Energiewende
- **ERDGAS:** Vorgezogener Importstopp für russisches LNG
- **KLIMASCHUTZ:** CBAM - die Erleichterungen beim Klimazoll im Überblick
- **RECHT:** Totalenergies wegen Greenwashing verurteilt

HANDEL & MARKT

- **IT:** Neue Edna-Projektgruppe für API-Webdienste
- **STROM:** Umlagen im Strompreis steigen 2026
- **EUROPA:** Deutschland bremst bei Wasserstoffprojekten
- **STATISTIK DES TAGES:** Eingespeiste Strommenge bei deutschen Netzbetreibern

TECHNIK

- **STROM:** Kennzahl für Primärenergie zur Stormerzeugung sinkt weiter
- **STROMSPEICHER:** Stromspeicher sollen Wirtschaft stärken
- **STROMNETZ:** 50Hertz nimmt Ersatzneubau in Betrieb
- **LADEINFRASTRUKTUR:** EnBW koppelt Ladepark mit unsichtbarer PV-Anlage

UNTERNEHMEN

- **IT:** Cyberangriff in Clausthal-Zellerfeld
 - **PERSONALIE:** Führungswechsel bei Innoenergy
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energiekomplex überwiegend schwächer
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

„Regulatorische Lücken schnell schließen“



Andreas Rimkus. Quelle: B.KWK/E&M

INTERVIEW. Andreas Rimkus, der neue Präsident des Bundesverbands Kraft-Wärme-Kopplung (B.KWK), erklärt im Gespräch mit der Redaktion, wo er seine Schwerpunkte in der Verbandsarbeit sieht.

E&M: Herr Rimkus, Sie sind der neue Präsident des Bundesverbands Kraft-Wärme-Kopplung (B.KWK). Sie sind seit Jahren energiepolitisch aktiv, was reizt Sie nun an der neuen Aufgabe im B.KWK?

Andreas Rimkus: Die Energiepolitik ist im Wandel. Fürs Gelingen der Energiewende und die Dekarbonisierung des deutschen Energiesystems müssen jetzt die Weichen richtig gestellt werden. Allen voran beim Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz. Mit dem Ampel-Aus und der Neuaufstellung der Bundesregierung sind ein paar Baustellen offengeblieben. Es gibt also noch genug zu tun – und diese Herausforderung nehme ich gerne an.

E&M: Wie bewerten Sie die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für KWK-Anlagenbetreiber aktuell hierzulande?

Rimkus: Es herrscht Unsicherheit im Markt, wohin die Reise für und mit Kraft-Wärme-Kopplung geht. Dass KWK zum Energiesystem der Zukunft gehört, ist mittlerweile vielerorts erkannt. Aber trotzdem gibt es regulatorische Lücken, die schnell gefüllt werden müssen. Die Bundesregierung sollte zum Beispiel rechtzeitig einen Vorschlag für die Verteilung des jährlichen Ausschreibungsvolumens für die Jahre ab 2026 vorlegen. Dies ist aber noch nicht geschehen. Und ohne Erneuerung der KWK-Ausschreibungsverordnung droht der Planungs- und Investitionsstopp für KWK-Anlagen.

E&M: Welche Schwerpunkte wollen Sie in der Verbandsarbeit in den kommenden Jahren setzen, um den Investitionsstau aufzulösen?

Rimkus: Der B.KWK wird als Interessenvertretung der Branche alle Möglichkeiten nutzen, um den Investitionsstau aufzulösen. Einerseits suchen wir deswegen weiterhin den Dialog mit der Politik, andererseits muss noch stärker betont werden, dass mit den breiten Einsatzmöglichkeiten an Brennstoffen von noch fossilen Quellen hin zu Biomasse und grünem Wasserstoff die Transformation zum nachhaltigen Energiesystem der Zukunft im vollen Gange ist. Es wird immer Situationen geben – Stichwort Dunkelflaute – in denen wir mit Volatilen und Speichern an unsere Grenzen stoßen werden.

E&M: Sie bezeichneten bei Amtseinführung die KWK als „Mutter der Sektorkopplung“. Welche konkreten Schritte sind nötig, um diese Rolle im Energiesystem zu etablieren und zu festigen?

Rimkus: Das Bild der Familie erscheint mir passend. Die KWK kann als hocheffiziente Technologie auf eine Vergangenheit zurückblicken, die den Nachwuchs in die Zukunft begleitet. Zum alten Eisen gehört sie aber lange noch nicht! Die Zusammenarbeit mit allen Akteuren ist dabei selbstverständlich. Dass unser B.KWK-Vizepräsident Stefan Liesner gerade in den Vorstand beim Bundesverband Erneuerbare Energie gewählt wurde, zeigt uns, dass dieser Wunsch auf Gegenseitigkeit beruht.

E&M: Wie sollte sich die KWK-Förderung aus Ihrer Sicht weiterentwickeln, um langfristig wirksam zu bleiben?

Rimkus: Bei der Umsetzung gesicherter, dezentraler Kraftwerksleistung gilt es, die Geschwindigkeit drastisch zu erhöhen. Dazu müssen die vorhandenen Strukturen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes sehr viel effizienter genutzt werden. Insbesondere gilt es, die Wertschöpfung aus der Residualstromerzeugung vor Ort zu stärken und so deutlich mehr potenzielle Investoren anzusprechen. Kurz gesagt, geht es um die Vereinfachung des Zubaus dezentraler steuerbarer Kraftwerksleistung. Das KWKG sollte vollständig entfristet werden oder zumindest deutliche längere Novellierungszyklen vorsehen. Das KWKG und die Kraftwerksausschreibungen dürfen nicht gegeneinander ausgespielt werden. Dezentrale Potentiale sind massenhaft vorhanden, sie dürfen aber durch Leistungsgrenzen in den Gesetzen nicht benachteiligt werden. Insbesondere regionale Innovation und Wertschöpfung erfolgt in der Regel in den unteren Leistungsbereichen. Der dezentralen KWK die Hürden aus dem Weg zu räumen, erhöht überdies die Resilienz des Stromsystms in erheblichem Maße.

E&M: Wie kann der B.KWK dazu beitragen, das öffentliche und politische Verständnis für den Beitrag der KWK zur Versorgungssicherheit zu verbessern?

Rimkus: Das Wichtigste ist, im Gespräch zu bleiben und die unverkennbaren Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung immer wieder ins Gedächtnis zu rufen. Dafür gibt es bereits etablierte Wege der Kommunikation, die wir nutzen und auch weiter nutzen werden. Im Jahr 2026 werden wir aber noch einmal nachlegen. Schließlich steht dann unser 25-jähriges Jubiläumsjahr an.

Einen ausführlichen Beitrag zum Thema Zukunft der KWK sowie das traditionelle BHKW-Ranking des Öko-Instituts im Auftrag von E&M lesen Sie in der Print-Ausgabe und im E-Paper von Energie & Management vom 1. November. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Gebäude der Bundesnetzagentur in Bonn. Quelle: Bundesnetzagentur

VKU kritisiert geplante Regeln für Speicher und Ladepunkte

REGULIERUNG. Der VKU fordert in seiner Stellungnahme zu Eckpunkten der Bundesnetzagentur, die Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpEL) weiter zu vereinfachen.

Mit den Änderungen im Energiewirtschaftsrecht vom Januar 2025 sollen Betreiber von Stromspeichern und Ladeinfrastruktur in Kombination mit erneuerbaren Anlagen leichter am Markt teilnehmen. Die Bundesnetzagentur hat dazu Eckpunkte für eine Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpEL) vorgelegt. Ziel ist es, die Nutzung kleiner und großer Stromspeicher zu flexibilisieren, so dass sie künftig zugleich für die Teilnahme am Strommarkt und für die Optimierung des eigenen Verbrauchs verwendet werden können.

Laut dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU) eröffne das Gesetz neue Spielräume, ohne dass Betreiber auf EEG-Förderung oder Umlagesaldierung verzichten müssen. Im Fokus steht die Abgrenzung zwischen gespeicherten Mengen aus Eigenproduktion und aus dem Netz bezogenem Strom. Dafür sollen eine Abgrenzungs- und eine Pauschaloption eingeführt werden. Beide sollen die Vermischung von Strom aus erneuerbaren Quellen und Netzstrom im Speicher ermöglichen, ohne förderrechtliche Nachteile auszulösen.

Der VKU unterstützt in seiner Stellungnahme zu den Eckpunkten das Ziel der Behörde, einheitliche Rahmenbedingungen für Speicher und Ladepunkte zu schaffen. Die vorgeschlagene Ausgestaltung werfe jedoch erhebliche praktische, wirtschaftliche und prozessuale Fragen auf. Der Verband listet fünf zentrale Kritikpunkte auf.

Komplexe Vorgaben ohne Praxistauglichkeit

Nach Einschätzung des VKU sind die vorgesehenen Rechenlogiken und Prozesse zwar theoretisch korrekt, aber für die Marktteilnehmer kurzfristig nicht umsetzbar. Die Festlegung basiere stark auf einfachen Anlagenkonzepten wie Einfamilienhäusern. In Mehrparteienhäusern oder gewerblichen Objekten träten jedoch deutlich komplexere Stromflüsse auf. Zudem fehle eine allgemeingültige Ableitungslogik dafür, welche Formeln in welchem Fall anzuwenden seien.

Um Standardisierung zu schaffen, schlägt der VKU ein zentrales digitales Werkzeug vor, das die jeweils passende Berechnung automatisch generiert. Dies solle die Bundesnetzagentur oder ein neutraler Dritter bereitstellen und mit der geplanten Internetplattform für den Netzanschluss nach Paragraph 20b EnWG verknüpfen.

Wirtschaftliche Nutzung statt Netzdienlichkeit

Speicher sollen laut Gesetzgeber sowohl die Eigenversorgung als auch das Energiesystem unterstützen. Der VKU sieht in den MiSpeL-Eckpunkten jedoch keinen systematischen Beitrag zur Netzstabilität. Betreiber würden nach wirtschaftlichen Kriterien entscheiden und damit nur zufällig netzdienlich agieren. Der Verband fordert, die Anreize stärker auf netzdienliche Betriebsweisen auszurichten.

Für Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bringe die Umsetzung laut VKU neue Schnittstellen, Tests und Schulungsaufwand mit sich. Gleichzeitig werde ab 2028/29 ohnehin im Festlegungsverfahren zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub) die Berechnung von Energiemengen zentral übernommen. Investitionen in Übergangslösungen seien aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht vertretbar, wenn sie nur wenige Jahre genutzt würden. Daher sollte MiSpeL zeitlich in dieses Verfahren integriert werden, so der VKU.

Transparenzanforderungen der Abrechnung nicht erfüllt

Abrechnungsrelevante Energiemengen müssen nach Vorgaben der Eichbehörden mit wenigen Schritten nachvollziehbar sein. Der VKU weist darauf hin, dass die MiSpeL-Berechnungen für Betreiber kaum überprüfbar wären und so Konflikte auslösen könnten.

Da der Großteil der Speicher im Markt DC-gekoppelt sei, verlangt der Verband klare Vorgaben, wie Energiemengen in diesen Systemen messtechnisch erfasst und bilanziell verarbeitet werden sollen. Dazu gebe es derzeit keine Aussagen.

Nach Darstellung des VKU erschwert die Vielfalt der Messkonzepte eine fehlerfreie Umsetzung, insbesondere im Kleinanlagensegment. Fachwissen über korrekte Verdrahtung sei nicht überall vorhanden, was in der Breite zu Fehlern führen könne. Deshalb fordert der Verband, die Einführung der MiSpeL eng an den MaBiS-Hub zu koppeln. Dies würde zentrale und einheitliche Berechnungen ermöglichen und Übergangslösungen vermeiden.

Zugleich schlägt der VKU vor, die Formellogiken zu vereinfachen und ein zentrales Berechnungstool bereitzustellen, das nachvollziehbare Ergebnisse für alle Rollen im Markt liefert. Potenzielle Synergien mit der Netzanschluss-Plattform nach Paragraph 20b EnWG sollten einbezogen werden. Der VKU betont, dass eine möglichst einfache Anwendung entscheidend sei, damit Prosumer die neuen Optionen tatsächlich nutzen. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Erzielen Sie einen nachhaltigen

IMPACT

mit unseren SF₆-freien Schaltanlagen.

Werden Sie Impact maker



Life Is On | Schneider Electric

BEE fordert weniger Bürokratie für Energiewende



Quelle: BEE

POLITIK. Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) hat ein Papier zur Modernisierungsagenda der Bundesregierung vorgestellt, das Bürokratie abbauen und Genehmigungen beschleunigen soll.

Mit einem Vorschlagspapier beteiligt sich der BEE an der Modernisierungsagenda der Bundesregierung. Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) will mit den Empfehlungen dazu beitragen, Planungs- und Genehmigungsverfahren für Anlagen und Infrastruktur im Energiesystem zügiger und verständlicher zu gestalten.

BEE-Präsidentin Ursula Heinen-Esser erklärt, Erneuerbare-Energie-Projekte verzögerten sich aktuell vielfach durch langwierige Verwaltungsverfahren. Heinen-Esser verweist unter anderem auf die Wasserkraft, bei der Genehmigungen nach Angaben des BEE teilweise mehr als zehn Jahre dauern. „Beim Windkraftausbau warten Projekte mit insgesamt 8,7 GW Leistung auf Entscheidungen der Behörden“, bedauerte Heinen-Esser. Dies führe zu höheren Kosten, belaste Netzbetreiber und verzögere den Ausbau klimafreundlicher Energieversorgung.

Modernisierungsagenda verbessern

Die jüngst beschlossene Modernisierungsagenda der Bundesregierung soll laut Kabinettsbeschluss eine digitalere und bürgerfreundlichere Verwaltung ermöglichen und staatliche Verfahren straffen. Der BEE schlägt vor, bestehende Regelungen praxisorientierter auszulegen und durch Standardisierung stärker zu vereinheitlichen. Ziel sei es, Genehmigungsprozesse nachvollziehbarer zu machen und unnötige Verfahrensschritte zu vermeiden.

Zu den konkreten Maßnahmen gehören nach Angaben des BEE baurechtliche Erleichterungen für Batteriespeicher, Agri-Photovoltaik und Solarthermie im Außenbereich. Der Verband argumentiert, dass solche Privilegierungen den Ausbau von Flexibilitäts- und Wärmetechnologien beschleunigen können. Dies sei notwendig, um mehr erneuerbare Energie ins System zu integrieren und Schwankungen bei der Stromerzeugung besser auszugleichen.

Einheitliche Behördenregeln

Darüber hinaus fordert der BEE Klarstellungen im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) sowie im Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG). Diese sollen die Planungs- und Investitionssicherheit erhöhen. Aus Sicht des Verbandes entsteht Unsicherheit, wenn Behörden rechtliche Vorgaben unterschiedlich interpretieren. Deshalb sei eine einheitliche, rechtssichere Anwendung wichtig, um Vorhabenträgern und Naturschutzbelangen gleichermaßen gerecht zu werden.

Ein weiterer zentraler Punkt betrifft den Netzanschluss: Der BEE spricht sich für verbindliche Fristen und vollständig digitale Verfahren aus. Außerdem soll es nach Auffassung des Verbandes eine Duldungspflicht geben, wenn Leitungen zwischen Anlagen und Netzanschlusspunkten verlegt werden müssen. Dadurch könnten Projekte schneller ans Netz gehen, weil weniger Abstimmungsaufwand vor Ort entstehe.

Mehr Transparenz für mehr Akzeptanz

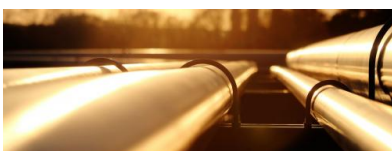
Heinen-Esser betont, dass ein verschlanktes Regelwerk nicht nur Verwaltungen und Netzbetreiber entlaste. Mehr Transparenz könne auch das Vertrauen in staatliches Handeln stärken. Die BEE-Präsidentin sieht in klar strukturierten Verfahren einen Schlüssel, um die politischen Ziele der Energiewende mit der Alltagspraxis am Standort zu verbinden. Aus Sicht des Verbandes können nur praxistaugliche Lösungen den beschleunigten Umbau des Energiesystems ermöglichen.

Mit dem Papier signalisiert der BEE Bereitschaft zur Zusammenarbeit mit Politik und Behörden. Er verweist darauf, dass sich viele Probleme aus seiner Sicht schnell lösen ließen, wenn Prozesse konsequent digitalisiert und standardisiert würden. Wie und wann konkrete Änderungen umgesetzt werden, hängt nun von der Bewertung in den zuständigen Bundesministerien und Landesbehörden ab.

Das **BEE-Vorschlagspapier zum Bürokratieabbau** steht im Internet zur Verfügung. // **VON SUSANNE HARMSEN**

[^ Zum Inhalt](#)

Vorgezogener Importstopp für russisches LNG



Quelle: Fotolia / tomas

ERDGAS. Mit dem 19. Sanktionspaket hat die EU den Ausstieg aus russischen LNG-Importen um ein Jahr vorgezogen. Anfang 2028 sollen dann alle Gaseinfuhren aus Russland enden.

Am 20. Oktober stimmte der EU-Energieministerrat in Luxemburg mit qualitativer Mehrheit dem schrittweisen Gasimportstopp aus Russland bis Anfang 2028 zu. Dieser ist ein zentrales Element im „REPowerEU“-Ausstiegsfahrplan, um die Abhängigkeit von russischer Energie zu beenden. Demnach sollen alle Gaseinfuhren aus Russland zum 1. Januar 2026 enden, während für bestehende Verträge Übergangsfristen vorgesehen sind, die spätestens bis 1. Januar 2028 weiterlaufen können.

Das vorzeitige Ende der Gasimporte per Schiff aus Russland im 19. Sanktionspaket bedeutet knapp eine

Halbierung der aktuellen russischen Gasimporte der EU. Nach Zahlen des Brüsseler Think Tanks Bruegel importierte die EU in den ersten drei Quartalen über die Schwarzmeergasleitung 13 Milliarden Kubikmeter Gas und somit rund 7 Prozent mehr als in den ersten drei Quartalen 2024. Die LNG-Importe sanken von Januar bis September dagegen um knapp 9 Prozent auf 14,5 Milliarden Kubikmeter.

Signal an Washington

Der vorgezogene LNG-Importanstieg ist offenbar ein Signal an Washington. Da der russische Präsident Wladimir Putin Trumps Aufruf zu einer sofortigen Waffenruhe nicht folgte, verhängten die USA am 22. Oktober Sanktionen gegen die russischen Ölkonglomerate Rosneft und Lukoil, um den Druck wieder zu erhöhen. Auch im 19. EU-Sanktionspaket finden sich Maßnahmen gegen den russischen Ölsektor.

„Es wird für Putin immer schwieriger, seinen Krieg zu finanzieren. Jeder Euro, den wir Russland vorenthalten, ist ein Euro, den es nicht für den Krieg ausgeben kann“, erklärte die EU-Außenbeauftragte Kaja Kallas am 23. Oktober. Die EU und USA gehen bei den Sanktionen einen gemeinsamen Kurs. Mögliche Gespräche zwischen Putin und Trump in Budapest sind vom Tisch, auch wenn der ungarische Außenminister Peter Szijjarto von Bereitschaft zum Friedensgipfel spricht und der EU eine „Kriegsneurose“ attestiert.

Ungarn erwägt rechtliche Schritte

Der Zustimmung zum neuen Sanktionspaket standen Ungarn und die Slowakei letztlich nicht im Weg. Doch der Mehrheitsbeschluss des EU-Energieministerrates zum Importverbot über die russische Schwarzmeergasleitung Turkstream ab 2028 ist für Szijjarto unakzeptabel, so dass er Medienberichten zufolge von rechtlichen Schritten sprach, weil es sich inhaltlich nicht um ein Handelsgesetz, sondern eine Sanktion handeln würde, die einstimmig beschlossen werden müsse.

Als Argument gegen das Einstellen von Gasimporten über Turkstream mahnte er vor dem Energieministerrat unzureichende Transportkapazitäten und überhöhte Gebühren an. Durch den Transitstopp der Ukraine seien bereits 18 Milliarden Kubikmeter Gas weggefallen. Jetzt könnten weitere 8,5 Milliarden Kubikmeter Gas wegfallen. Das stehe dem jährlichen Bedarf Ungarns mit etwa 9 Milliarden Kubikmeter Gas entgegen, erläuterte Szijjarto. Auf der Russischen Energiewoche hatte er sich eine Woche zuvor mit Gazprom-Chef Alexej Miller verständigt. Die Lieferverträge mit dem russischen Gaskonzern laufen bis 2036. Miller selbst wies im russischen Fernsehen auf hohe Risiken bei LNG-Lieferungen aus den USA hin, um die letzten verbliebenen Abnehmerländer in Europa zu halten und schrumpfenden Marktanteilen entgegenzutreten.

Ausreichende Kapazitäten vorhanden

„Selbst wenn in der Ukraine Frieden herrscht, wäre es ein schwerer Fehler, wieder in die Abhängigkeit von russischen Energielieferungen zu fallen. Selbst wenn Frieden herrscht, werde ich, wie die meisten EU-Kommissare, die EU-Länder und ihre Minister, Putin nicht vertrauen“, erklärte EU-Energiekommissar Dan Jørgensen zum Beschluss des Energieministerrates. Was die mangelnden Transportkapazitäten betrifft, die ungarische und slowakische Regierungsspitzen immer wieder als Begründung gegen einen Ausstieg aus russischen Gasimporten heranziehen, sind technische Varianten vom Norden und Süden her vorhanden. Tschechien, Bulgarien und die Türkei verfügen über Kapazitäten, über die ausreichende Gasmengen aus anderen Lieferländern inklusive den USA nach Südost- und Mitteleuropa gelangen können.

// VON JOSEPHINE BOLLINGER-KANNE

[^ Zum Inhalt](#)

CBAM - die Erleichterungen beim Klimazoll im Überblick



Quelle: Fotolia / bluedesign

KLIMASCHUTZ. Der Europäische Rat hat beim CO₂-Grenzausgleichsmechanismus ein bisschen Entbürokratisierung gewagt. Die Erleichterungen erstrecken sich unter anderem auch auf Strom und Wasserstoff.

Der Europäische Rat hatte am 17. Oktober im Rahmen des „Omnibus“-Vereinfachungspakets der EU auch die Verordnung 2025/2083 verabschiedet, die einige Vereinfachungen beim künftigen Klimazoll (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) bringt. Sie ist am 20. Oktober 2025 in Kraft getreten, gilt also bereits direkt in der gesamten Union.

Die Entbürokratisierungs-Maßnahmen zielen darauf ab, den Verwaltungsaufwand der EU-Importeure von CBAM-pflichtigen Waren und für Hersteller solcher Waren in Drittländern zu verringern. Nach wie vor bekommen aber Exporteure, die in der EU produziert haben und EU-Emissionsrechte für das dabei emittierte CO₂ erwerben mussten, keinen Ausgleich, wenn Wettbewerber im Zielland diese Kostenbelastung nicht haben. Insofern verbleiben Wettbewerbsnachteile, soweit an der schrittweisen Abschaffung der kostenlosen Zuteilung von Emissionszertifikaten (EUA), die von 2026 bis 2034 erfolgen soll, festgehalten wird.

Die Grundidee des CBAM besteht darin, aus Drittländern importierte Waren mit dem gleichen CO₂-Preis zu belasten wie in der EU hergestellte Waren, um einen fairen Wettbewerb für energieintensive Erzeugnisse zu gewährleisten und so eine Verlagerung der Produktion in Länder ohne oder mit niedrigerem CO₂-Preis zu verhindern (Carbon Leakage). Der Klimazoll (Grenzausgleich) richtet sich in der jetzigen ersten Phase an Importeure, die Strom, Zement, Stahl, Aluminium, Düngemittel und Wasserstoff in die EU einführen.

Am 1. Januar 2026 startet die Regelphase. Im Vergleich zur Übergangsphase, die seit dem 1. Oktober 2023 läuft, müssen in der Regelphase erstmalig von 2027 an jährlich CBAM-Erklärungen für das jeweilige Vorjahr eingereicht und zusätzlich CBAM-Zertifikate pro Tonne dieser „grauen Emissionen“ abgegeben werden. Der CBAM-Preis wird dann auf Basis der durchschnittlichen Auktionspreise im Europäischen Emissionshandel (ETS-1) ermittelt. Bislang müssen CBAM-Anmelder quartalsweise zu den Emissionen, die bei vorgelagerten Prozessen in Drittländern vor der Einfuhr angefallen sind, Berichte abgeben.

Diese Änderung ist eine Verschärfung, liegt in der Natur der Sache und war schon vor dem aktuellen Ratsbeschluss so definiert. In einer jetzt von der International Carbon Action Partnership (ICAP) veröffentlichten Übersicht sind die wichtigsten aktuell beschlossenen Erleichterungen wie folgt skizziert.

- **Geltungsbereich und Bagatellschwelle:** Eine neue einheitliche massenbasierte Schwelle befreit Importeure, die jährlich maximal 50 Tonnen kumulierte Nettomasse CBAM-pflichtiger Waren in die EU einführen. Dies gilt aber nicht für Wasserstoff und Strom. Laut EU-Kommission befreit der neue Schwellenwert etwa 182.000 und damit 90 Prozent der Importeure, deckt aber immer noch 99 Prozent der einschlägigen CO₂-Emissionen ab.
- **Verkaufsbeginn:** Der Verkaufsbeginn für CBAM-Zertifikate wird vom 1. Januar 2026 auf 1. Februar 2027 verschoben. Die Zertifikatspreise für das Importjahr 2026 orientieren sich an den vierteljährlichen Durchschnittsnotierungen der EU-ETS-Zertifikate (EUA) von 2026. Danach sind CBAM-Zertifikate jederzeit käuflich, und zwar zum Wochendurchschnitt im EUA-Primärmarkt.
- **Erklärungsfrist:** Die Frist für die Einreichung der CBAM-Jahreserklärung verschiebt sich vom 31. Mai auf 30. September des Folgejahres.
- **Quorum:** Die Importeure müssen am Ende jedes Quartals auf ihrem Registrierungskonto nur noch auf 50 Prozent statt auf 80 Prozent der seit Jahresbeginn aufgelaufenen CBAM-Emissionen CBAM-

Zertifikate vorhalten. Bei der Berechnung der Emissionen spiegelt ein Anpassungsfaktor die sektorale kostenlose Zuteilung von EUA wider.

- **Vereinfachte Berechnung** von Emissionen: Für Länder, für die keine zuverlässigen Daten vorliegen, wird die höchste Emissionsintensität angesetzt, die unter den Ländern mit zuverlässigen Daten beobachtet wurde. Oder regionsspezifische Standardwerte.
- **Pauschaler Abzug:** Für Exportländer, in denen sich trotz Zertifikaten kein tatsächlich gezahlter CO₂-Preis ermitteln lässt, können jährliche Durchschnittspreise verwendet werden. Von 2027 wird Brüssel alternativ Standard-CO₂-Preise und die entsprechenden Berechnungsmethoden im CBAM-Register veröffentlichen. Gegen Nachweis werden auch CO₂-Preise aus einem Produktionsland abgezogen, das nicht mit dem Verschiffungsland des Fertigproduktes übereinstimmt..
- **Offshore:** Wasserstoff und Strom, die vollständig auf dem Meer bis zur 200-Seemeilen-Grenze eines Teilnahmestaats des ETS-1 erzeugt und direkt eingeführt werden, sind ausgenommen.

// VON HANS-WILHELM SCHIFFER

[^ Zum Inhalt](#)

Totalenergies wegen Greenwashing verurteilt



Quelle: Pixabay / Sang Hyun Cho

RECHT. Ein Gericht verurteilt den Energieriesen Totalenergies wegen irreführender Angaben zur Klimastrategie. Greenpeace spricht von einem „Wendepunkt“.

Ein Gericht in Paris hat den französischen Energieriesen Totalenergies wegen irreführender Informationen über die eigenen Umweltverpflichtungen und die Klimastrategie verurteilt. Bei den Behauptungen zum Ziel von Totalenergies, bis 2050 CO₂-Neutralität zu erreichen und eine wichtige Rolle in der Energiewende zu spielen, handele es sich um irreführende Geschäftspraktiken, urteilte das Gericht. Umweltverbände hatten gegen den Energiekonzern wegen Greenwashing geklagt.

„Dieser Sieg markiert einen Wendepunkt für den Verbraucherschutz, den Klimaschutz und den Kampf gegen Greenwashing-Praktiken“, teilte die Umweltschutzorganisation Greenpeace France als eine der Klägerinnen mit. „Es ist weltweit das erste Mal, dass ein großes Öl- und Gasunternehmen gerichtlich verurteilt wurde, weil es die Öffentlichkeit getäuscht hat, indem es sein Image in Bezug auf seinen Beitrag zum Kampf gegen den Klimawandel grün gewaschen hat.“

Der bisher primär auf die Förderung von Öl und Gas konzentrierte Konzern verwies in einer Reaktion auf seinen Einsatz für die Energiewende. Seit 2020 habe der Konzern seine Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen auf ein Volumen von rund 30 Atomkraftwerken gesteigert. Alleine in Frankreich habe Totalenergies seit 2020 rund vier Milliarden Euro in die Energiewende investiert.

Der Konzern erklärte auf Anfrage, dass er die vom Gericht bemängelten Informationen von seiner Internetseite entfernt. Er muss nun 8.000 Euro an die drei klagenden Verbände zahlen. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: iStock / zhudifen

Neue Edna-Projektgruppe für API-Webdienste

IT. Der Edna-Bundesverband hat die Projektgruppe „API-Webdienste“ gegründet. Der Verband will damit Branchenkompetenz für API-basierte Marktkommunikation bündeln.

Die Bundesnetzagentur plant, API-Webdienste künftig nicht nur für neue, sondern auch für bestehende Prozesse verbindlich einzusetzen, teilte der Bundesverband Energiemarkt & Kommunikation (Edna) am 24. Oktober mit. Auch die Bundesnetzagentur informierte darüber. Damit sollen unter anderem Schnittstellenbeschreibungen zentral bereitgestellt und ihre Nutzung einheitlich geregelt werden. Ziel ist eine koordinierte Weiterentwicklung der digitalen Kommunikationsprozesse zwischen den Marktpartnern.

Die Bundesnetzagentur schreibt auf ihrer Webseite dazu, dass sich energiewirtschaftliche Geschäftsprozesse immer schneller als bisher verändern, was sich auch auf die elektronische Marktkommunikation auswirke. „Die Einführung und Nutzung zahlreicher API-Webdienste in der Marktkommunikation“ erforderten jedoch eine zentrale Bereitstellung der Schnittstellenbeschreibungen und ein Regelwerk zur Nutzung und Veröffentlichung derselben, so die Behörde. Daher nun die Festlegung der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur, API-Webdienste einzusetzen.

API-Webdienste (Übertragungsweg) sind – sehr einfach ausgedrückt – digitale Schnittstellen, über die IT-Systeme automatisch und in Echtzeit miteinander Daten austauschen können. Mit dem geplanten „MaBiS-Hub“ sollen solche API-Webdienste erstmals zudem in Massenprozessen eingesetzt werden. „Grund genug, dass wir uns hier als Edna aktiv einbringen“, teilten dazu Thomas Elbe und Christian Berg von der Kraftwerk Software Gruppe mit. Sie sind die Vorsitzenden der neuen Projektgruppe API-Webdienste.

Projektgruppe als Ansprechpartner für Bundesnetzagentur

Hintergrund ist die geplante Einführung eines „MaBiS-Hub“. Damit will die Bundesnetzagentur die Prozesse der Bilanzkreisabrechnung neu ordnen und effizienter machen. Das Festlegungsverfahren für die „Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS)“ läuft seit Herbst 2024 (wir berichteten).

Der MaBiS-Hub soll einheitlich von den ÜNB als Betreiber aufgebaut und verwaltet werden. Der MaBiS Hub

soll künftig zentrale Aufgaben bei der Messwertverarbeitung sowie bei der Aggregation der Zeitreihen übernehmen. Dazu gehört auch ein einheitliches System an Datenformaten und IT-Standards.

Edna versteht sich als zentraler Ansprechpartner für die Bundesnetzagentur, da in der Projektgruppe die Mehrheit der IT-Lieferanten der Energiewirtschaft vertreten ist. „Zudem hat sich die Zusammenarbeit der beteiligten Spezialisten bereits bei der Einführung der AS4-Kommunikation und des 24-Stunden-Lieferantenwechsels bewährt“, so die Vorsitzenden in der Mitteilung von Edna. Die Projektgruppe umfasse bereits 64 Teilnehmer aus 25 Unternehmen.

Grundlage für die Arbeit der neuen Projektgruppe ist die **Mitteilung Nr. 53 der BK 6 der Bundesnetzagentur** zu den Datenformaten zur Abwicklung der Marktkommunikation und zur Ausgestaltung zukünftiger API-Webdienste. Konkret geht es dabei um Anfragen, den Versand, Reklamationen und Stornierungen von Messwerten, die Anfragen zur Kündigung der Netznutzung oder die Übermittlung eines Kommunikationsdatenblattes eines Lieferanten. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Umlagen im Strompreis steigen 2026



Quelle: Fotolia / galaxy67

STROM. Die Arbeitsgemeinschaft Asew im VKU hat sich zur Entwicklung der Strompreise ab 2026 zu Wort gemeldet. Während Bundesmittel die Netzentgelte senken, steigen die Umlagen.

Die Arbeitsgemeinschaft für sparsame Energie- und Wasserverwendung (Asew) hat die Faktoren zusammengetragen, welche die Strompreisentwicklung 2026 maßgeblich beeinflussen werden. Vor allem Steuern und Umlagen werden im kommenden Jahr anziehen. „Die Tendenz zeigt allgemein nach oben“, heißt es in einer Mitteilung der Asew.

Laut Angaben der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) steigen die staatlich veranlassten Preisbestandteile insgesamt um rund 18 Prozent. Am deutlichsten legt die Umlage nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) zu, um 61 Prozent. Die Unternehmen sprechen von einer Erhöhung auf 0,446 Cent je kWh. Für das laufende Jahr liegt der Satz bei 0,277 Cent je kWh.

Auch die Offshore-Netzumlage fällt im kommenden Jahr höher aus. Sie steigt von 0,861 Cent je kWh in diesem Jahr auf 0,941 Cent je kWh. Das entspricht einem Anstieg um 9,3 Prozent. Der Abschlag für besondere Netznutzung bleibe dagegen nahezu unverändert, bei rund 1,559 Cent je kWh.

Die Übertragungsnetzbetreiber beziffern die kumulierte Last der Umlagen für 2026 damit auf 2,946 Cent je kWh. Im aktuellen Jahr sind es 2,491 Cent je kWh. Das entspricht einer Steigerung um 18,3 Prozent.

Staats-Zuschuss soll Netzentgelte drücken

Trotz des höheren Umlagenanteils könnte der Gesamtstrompreis 2026 jedoch entlastet werden. Der Bund plant nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber einen Zuschuss zu den Übertragungsnetzkosten in Höhe von 6,5 Milliarden Euro. Diese Mittel sollen die Netzentgelte auf Höchst- und Umspannungsebene deutlich reduzieren.

Die ÜNB sprechen von einer möglichen Senkung um 57 Prozent. Der Durchschnittswert würde damit von aktuell 6,65 Cent je kWh auf 2,86 Cent je kWh sinken. Voraussetzung ist ein fristgerechter Beschluss durch den Bundestag. Die Bundesregierung muss die gesetzlichen Grundlagen spätestens bis zum 5. Dezember 2025 verabschieden. Andernfalls würde ohne Zuschuss eine deutliche Erhöhung der bundeseinheitlichen Übertragungsnetzentgelte erfolgen.

Der federführende Wirtschaftsausschuss des Bundestages befasst sich bereits mit dem Vorhaben. Am 3. November soll eine öffentliche Anhörung stattfinden, in der Sachverständige Stellung nehmen.

EEG-Finanzierungsbedarf sinkt leicht

Die EEG-Umlage wird weiterhin nicht erhoben. Dennoch ermitteln die Übertragungsnetzbetreiber jährlich den EEG-Finanzierungsbedarf. Für 2026 beziffern die Unternehmen diesen auf 16,152 Milliarden Euro und damit 5,2 Prozent weniger als im laufenden Jahr. Der Bundeshaushalt gleicht den Bedarf aus. Für eine zusätzliche Entlastung soll der Kontostand des EEG-Kontos sorgen. Dieser liegt laut den Übertragungsnetzbetreibern Ende 2025 voraussichtlich bei 1,586 Milliarden Euro. Im Vorjahr wurden dort 500 Millionen Euro angesetzt.

Mit den vorgelegten Zahlen zeichnen die Übertragungsnetzbetreiber ein Bild steigender staatlicher Preisbestandteile trotz entlastender Maßnahmen wie des EEG-Kontos und des geplanten Netzentgeltzuschusses. Die genaue Entwicklung des Strompreises bleibt laut Asew abhängig von politischen Entscheidungen und der weiteren Finanzierung über den Bundeshaushalt.

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Deutschland bremst bei Wasserstoffprojekten



Quelle: Shutterstock / petrmalinak

EUROPA. Europas Wasserstoffwirtschaft verliert an Schwung. Deutschland und seine Nachbarn bleiben vorn, doch viele Projekte stocken. Dies zeigt der aktuelle H2-Marktradar von Team Consult.

In ihren fortlaufenden Marktbeobachtungen zählt die Berliner Energieberatung Team Consult in Nordwesteuropa 128 Wasserstoffproduktionsanlagen. Deren Gesamtkapazität liegt bei 503 MW (Stand: Oktober 2025). Weitere 327 Projekte befinden sich laut H2-Marktradar im Planungsstadium (28.500 MW) oder sind bereits im Bau (867 MW).

Europa bleibt laut dem regelmäßig erscheinenden Überblick das Zentrum der H2-Entwicklung. Neben dem Ausbau der Elektrolyseure entsteht auch der Großteil der weltweiten Wasserstoffspeicher in Europa. So

werden 86 Prozent aller global verfolgten Speicherprojekte auf europäischem Boden umgesetzt. Schwerpunkte liegen laut Team Consult in Deutschland, Österreich, Polen, Großbritannien und Frankreich. Auf Basis der bislang veröffentlichten Vorhaben könnten bis 2030 Wasserstoffspeicher mit einer Gesamtkapazität von bis zu 10 Milliarden kWh entstehen.

Als erstes, in Umsetzung befindliche Wasserstoffspeicherprojekt nennen die Berliner Marktbeobachter den Kavernenspeicher von RWE Gas Storage West in Gronau-Epe (Nordrhein-Westfalen). Er soll bis 2028 in Betrieb gehen. Salzkavernen gelten laut Team Consult als bevorzugte Speicherform, da sie technisch für großvolumige Speicher geeignet sind.

Doch während neue Vorhaben von Unternehmen angekündigt werden, wächst auch die Zahl der Projektabgaben. So wurden seit Oktober vergangenen Jahres 18 Elektrolyseprojekte in Nordwesteuropa eingestellt. Gründe sind laut Team Consult eine sinkende Risikobereitschaft großer Energie- und Mineralölkonzerne und fehlende Abnahmeverträge. Dazu kommen die strenger regulativen Anforderungen, insbesondere durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie RED III. Als Beispiel für letzteres führt Team Consult etwa die stündliche Korrelation zwischen Stromerzeugung und Elektrolyse an.

Zahl der Projektabgaben wächst

Wie schwierig die Lage inzwischen ist, zeige etwa der Rückzug von BP aus dem niederländischen Projekt „H2-Fifty“ (250 MW). Das Unternehmen begründete den Schritt mit den ökonomischen Rahmenbedingungen. Auch kleinere Projekte scheitern zunehmend an Finanzierungsproblemen, unzureichender Förderung und bürokratischen Hürden. Team Consult verweist auf eine Analyse des Hydrogen Council. Demnach sind bei 37 Prozent der weltweiten Projektabgaben Finanzierung und Bürokratie ausschlaggebend, bei 21 Prozent fehlende Regulierung und Marktmodelle.

Die Internationale Energieagentur (IEA) zeigt in ihrer aktuellen Analyse deutliche Unterschiede bei den erwarteten Produktionskosten für grünen Wasserstoff bis 2030. In Südeuropa sollen sie aufgrund hoher Sonneneinstrahlung und günstiger Kapitalkosten niedriger liegen als in Nordafrika, während China wegen geringerer Investitionskosten für Elektrolyseure einen Kostenvorteil hat.

Laut Team Consult, das sich auf den „IEA Hydrogen Review 2025“ beruft, verursache vor allem der teure Offshore-Windstrom die hohen Produktionskosten für grünen Wasserstoff. Hinzu kämen die Investitionen in die Elektrolyseure selbst. Diese würden außerhalb Chinas rund 1.600 US-Dollar (umgerechnet etwa 1.378 Euro) pro Kilowatt Elektrolyseurleistung kosten und die Gesamtkosten weiter erhöhen.

Der H2-Marktradar

Team Consult veröffentlicht pro Jahr etwa zehn bis zwölf Marktradare mit verschiedenen Schwerpunkten – etwa zum LNG-Markt, dem Mobilitätsmarkt und dem Energiemarkt allgemein. Zwei bis drei davon beziehen sich auf den Wasserstoffmarkt. Am 21. Oktober legten die Marktbeobachter die achte Auflage ihres H2-Marktraders vor. Die Angaben für Nordwesteuropa sammeln sie in einer eigenen Datenbank, die sich aus öffentlich zugänglichen Quellen, wie etwa Presseverlautbarungen, speist. Die Daten zum weltweiten Wasserstoffmarkt bezieht Team Consult von der Internationalen Energieagentur (IEA).

Die aktuelle **Ausgabe des H2-Marktraders vom 21. Oktober** stellt Team Consult auf seiner Internetseite zum Download bereit. // **VON DAVINA SPOHN**

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(4b7a79268f6ba26c1471d4232fffa85a_img.jpg\)](#) [!\[\]\(87d978583253c9bde1db2d6dfafe8de0_img.jpg\)](#) [!\[\]\(f35e6978c00a4669a23800ac9bf47246_img.jpg\)](#)

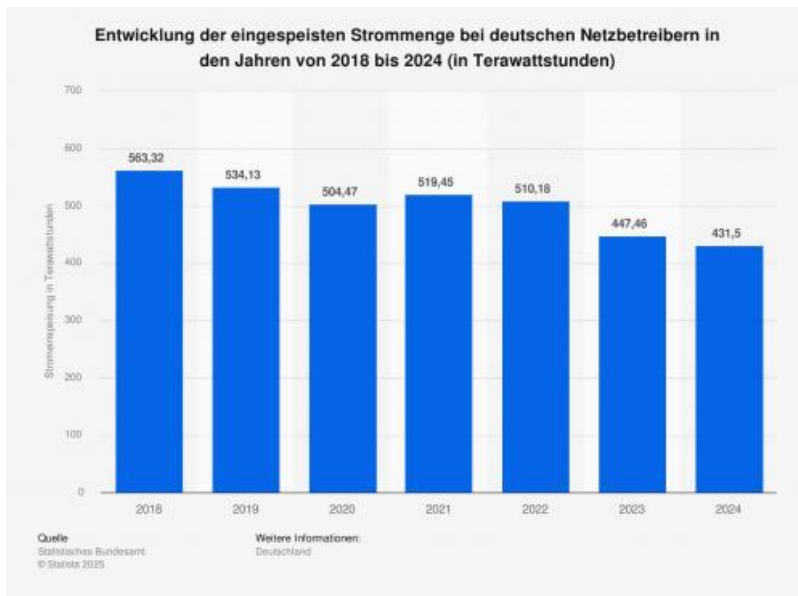
[^ Zum Inhalt](#)

Eingespeiste Strommenge bei deutschen Netzbetreibern



Quelle: E&M / Pixabay

STATISTIK DES TAGES. Ein Schaubild sagt mehr als tausend Worte: In einer aktuellen Infografik beleuchten wir regelmäßig Zahlen aus dem energiewirtschaftlichen Bereich.



Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken.

Quelle: Statista

Im Jahr 2024 wurden knapp 432 Terawattstunden im Inland produzierter Strom ins deutsche Stromnetz eingespeist. Das sind etwa 3,6 Prozent weniger als im Vorjahr. Die Anzahl der stromeinspeisenden Anlagen hingegen stieg in den letzten Jahren aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien rapide an.

// VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Shutterstock / Somnuek saelim

Kennzahl für Primärenergie zur Stromerzeugung sinkt weiter

STROM. Zur Erzeugung von einer Kilowattstunde Strom benötigten Betreiber konventioneller Kraftwerke im vergangenen Jahr 0,92 Kilowattstunden Primärenergie.

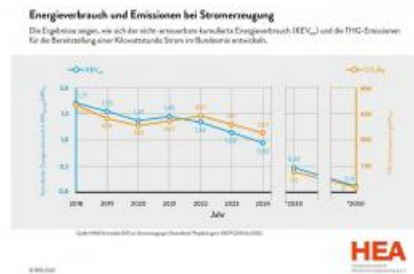
Die Marke 1 zum ersten Mal unterschritten: Das Internationale Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien („IINAS“) ermittelt jährlich für den Strommix, wie viel nicht erneuerbare Energie nötig war, um eine Kilowattstunde zu erzeugen. Der „KEVne“, so die Kurzbezeichnung der Kennzahl, ist im Jahr 2024 auf 0,92 gesunken. Zum Vergleich: Im Jahr 2016 benötigten Betreiber konventioneller Kraftwerke noch mehr als 1,9 kWh Primärenergie aus nicht erneuerbaren Quellen für eine Kilowattstunde im deutschen Stromnetz. Zur Jahrtausendwende lag der Wert bei 2,71.

Gegenstand der Berechnungen des Instituts sind überdies die Treibhausgasemissionen für eine im Durchschnitt bereitgestellte Kilowattstunde. Für 2024 kommt es auf einen Wert von 343 Gramm CO₂ Äq/kWh. Im Jahr 2016 waren es 566 Gramm, im Jahr 2000 fast 680 Gramm.

Die Experten errechnen die Kennzahl nicht nur verbraucherseitig, bezogen auf das lokale Netz, sondern auch bezogen auf den Kraftwerkspark, also ohne Netz- und Verteilverluste. Der KEVne für den Kraftwerkspark landete 2024 bei 0,89, die Treibhausgasemissionen bei 332 Gramm.

Szenarien für 2030 und 2050 modelliert

Die Auswertung für das Jahr 2024 zeige, „dass sich die Tendenz des sinkenden Energieverbrauchs aufgrund zugebauter erneuerbarer Erzeugungskapazitäten – insbesondere aus Solar- und Windenergie – sowie dem erstmaligen Wegfall der Kernenergieerzeugung und den gesunkenen Anteilen an Strom aus Braun- und Steinkohle fortsetzt“, resümiert die Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung (HEA), die die jährliche Analyse in Auftrag gibt.



Entwicklung des „KEV“. Das Verhältnis stellt dar, welche Menge an Primärenergie aus nicht erneuerbaren Quellen aufzuwenden ist, um eine Kilowattstunde an Endkunden zu liefern. Dargestellt sind zudem die entsprechenden Treibhausgasemissionen (Zum Vergrößern auf die Grafik klicken)

Quelle: HEA

Die neue Studie enthält auch einen Ausblick auf der Basis des Nationalen Energie- und Klimaplan (NECP). Das „NECP-update-Szenario“ für 2030 zeige, verbraucherseitig nur noch einen KEV von 0,47 primär/kWh und THG-Emissionen von gerundet 113 Gramm CO₂Äq/kWh. Das entsprechende Szenario für 2050 ergebe einen KEV von 0,11 kWh primär/kWh und THG-Emissionen von 31 Gramm CO₂Äq/kWh.

Der KEV könne als Wert für die Festlegung der sogenannten Primärenergiefaktoren (PEF) herangezogen werden. Deren nicht-erneuerbarer Anteil (PEF_{ne}) werde zum Beispiel im Gebäudeenergiegesetz (GEG) oder in der DIN/TS 18599 für die energetische Bilanzierung herangezogen, erläutert die HEA.

Die Studie mit dem Titel „**Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2024 sowie Ausblicke auf 2030 und 2050**“ steht im Internet zum Download bereit. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Stromspeicher sollen Wirtschaft stärken



Quelle: Shutterstock / Nutthapat Matphongtavorn

STROMSPEICHER. Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) zeigt in einem Leitfaden, wie Betriebe Stromspeicher einsetzen können, um Kosten zu senken und ihre Versorgung zu sichern.

Stromspeicher werden von Unternehmen bislang eher selten eingesetzt. Dies führt die Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (VBW) auf fehlende Informationen zu Planung, Betrieb und wirtschaftlichem Nutzen zurück. Ein neuer Leitfaden soll diese Lücke schließen.

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE) in München hat im Auftrag der VBW den „Leitfaden Stromspeicher für Unternehmen“ erstellt. Das Papier beschreibt praxisnah, wie Firmen Speicherlösungen in Gewerbe und Industrie planen, finanzieren und umsetzen können.

Kostenvorteile heben

VBW-Hauptgeschäftsführer Bertram Brossardt erklärt dazu, dass die Energiewende Unternehmen vor Herausforderungen stelle. Gleichzeitig entstünden neue Chancen, wenn Firmen erneuerbare Energien wirtschaftlich nutzen. Speicher könnten dabei ein Baustein sein, um wettbewerbsfähig zu bleiben. Unternehmen könnten von Kostenvorteilen profitieren, wenn sie lokal erzeugten Strom zwischenspeichern und bei Bedarf abrufen.

Der Leitfaden richtet den Blick besonders auf Batteriespeicherlösungen, die in Gewerbe- und Industriebetrieben zum Einsatz kommen. Dieser ermögliche nicht nur eine Reduktion der Stromkosten, sondern biete auch zusätzliche Erlösmöglichkeiten – etwa durch die Teilnahme am Strommarkt oder durch Systemdienstleistungen für das Netz. Dadurch können sie die Integration von Wind- und Solarstrom unterstützen. Darüber hinaus könnten Speicher für eine Notstromversorgung genutzt werden.

Versorgungssicherheit heute noch zufriedenstellend

Mit Blick auf die langfristige Versorgungssicherheit sieht die VBW Handlungsbedarf. Heute sei die Lage noch zufriedenstellend, doch im Zuge der Energiewende werde es wichtiger, Stromangebot und -nachfrage präzise auszugleichen. Die intelligente Kombination aller Energieinfrastrukturen – von Speichern über Netze bis hin zu flexiblen Verbrauchern – spiele dabei eine entscheidende Rolle.

Brossardt forderte daher einen zügigen Ausbau der Energieinfrastruktur. „Wenn Netze und Speicher nicht ausreichend weiterentwickelt würden, können zusätzliche Kosten entstehen“, mahnte er. Ein Beispiel seien mögliche Preisunterschiede, die durch eine Aufteilung der gemeinsamen deutschen Strompreiszone auftreten könnten. Für energieintensive Unternehmen könne dies erhebliche Belastungen bedeuten.

Neben dem Ausbau der Speicher und Netze fordert die VBW einen wettbewerbsfähigen Industriestrompreis. Die Politik müsse Rahmenbedingungen schaffen, die Unternehmen dabei unterstützen, klimaneutral zu werden und gleichzeitig am Markt bestehen zu können.

Leitfaden gibt konkrete Hinweise zu Anwendungsbereichen

Der Leitfaden Stromspeicher für Unternehmen soll den Betrieben zeigen, wie sie diese Technologien wirtschaftlich einsetzen können. Laut FfE enthält er konkrete Hinweise zu Anwendungsbereichen, technischen Anforderungen und Fördermöglichkeiten. Unternehmen könnten so besser einschätzen, welche Speichergrößen und -konzepte zu ihrem Energiebedarf passen und wie sich Speicher in bestehende Anlagen integrieren lassen.

Speicher könnten helfen, Lastspitzen zu vermeiden und so Netzentgelte zu reduzieren. Zudem ließen sich Eigenverbrauchsanteile erhöhen, wenn Solarstrom nicht sofort genutzt werden kann.

Wie schnell sich der Markt für Gewerbespeicher entwickeln wird, bleibt laut VBW offen. Die Wirtschaft sieht aber wachsende Einsatzmöglichkeiten, nicht zuletzt, weil der Strombedarf im Zuge der Digitalisierung und der Elektrifizierung industrieller Prozesse steigt.

Der vollständigen **Stromspeicher-Leitfaden der VBW** steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

50Hertz nimmt Ersatzneubau in Betrieb



Quelle: Katia Meyer-Tien

STROMNETZ. Der Übertragungsnetzbetreiber hat 300 Millionen Euro in ein Netzverstärkungsprojekt investiert, das auch ungeplante Stromflüsse nach Tschechien verringern wird.

50Hertz hat die 380-kV-Freileitung Röhrsdorf-Weida-Remptendorf in Betrieb genommen. Laut einer Mitteilung des Übertragungsnetzbetreibers handelt es sich bei dem 109 Kilometer langen Stück, das durch die Bundesländer Sachsen und Thüringen führt, um einen Ersatzneubau. Damit sei ein wichtiger Meilenstein beim Netzausbau erreicht, heißt es weiter. Denn es sei eine bestehende alte Stromtrasse durch eine wesentlich leistungsfähigere Leitung ersetzt worden. Nach Angaben des Netzbetreibers ist die Stromübertragungsfähigkeit um 40 gestiegen.

Vier Bestandsmasten seien wiederverwendet worden, 271 Masten seien neu errichtet worden, da die ursprünglichen Masten nicht in der Lage gewesen wären, die neuen Leiterseile zu tragen. Rund 300 Millionen Euro hat 50Hertz für die Netzverstärkung investiert. Diese sei erforderlich gewesen, um die zunehmende Erzeugung aus erneuerbaren Energien ins Stromsystem integrieren und Kapazitätsengpässe vermeiden zu können. Mit der neuen Leitung werden sich auch ungeplante Stromflüsse Richtung Tschechien verringern, heißt es von Seiten des Übertragungsnetzbetreibers.

„Mit der Netzverstärkung Röhrsdorf-Weida-Remptendorf geht heute eine weitere für unsere Regelzone sehr wichtige neue Stromleitung pünktlich und vollständig in Betrieb“, erklärte Stefan Kapferer am 24. Oktober 2025. Die Leitung habe zudem eine überregionale Bedeutung, denn sie verbessere die Verbindung zwischen dem 50Hertz-Netz und dem Netz von Tennet, so der Vorsitzende der 50Hertz-Geschäftsführung. Gleichzeitig bekräftigte Kapferer, dass 50Hertz bis 2028 „deutlich über 20 Milliarden Euro“ in den Netzausbau, die Digitalisierung und weitere Technologien investieren werde. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

EnBW koppelt Ladepark mit unsichtbarer PV-Anlage



Neuer Schnellladepark von EnBW in Klipphausen. Quelle: EnBW

LADEINFRASTRUKTUR. EnBW verknüpft

Ladeinfrastruktur mit regionaler Energieerzeugung: Nahe Dresden ging ein neuer Schnellladepark ans Netz, der mit PV-Strom von benachbarten Industriedächern gespeist wird.

Der Strom für die 20 Ladepunkte stammt direkt aus einer Photovoltaikanlage, die sich über eine 12.000 Quadratmeter große Dachfläche von fünf Industriebetrieben erstreckt. Wie die EnBW in einer Mitteilung vom 24. Oktober bekannt gibt, bleibt der PV-Park für Passanten unsichtbar.

Die Anlage verfügt über eine Leistung von 1,7 MW, wie es weiter heißt. Sie versorgt den Ladepark über einen Direktanschluss und kann bis zu acht Fahrzeuge gleichzeitig mit jeweils 200 kW oder vier Fahrzeuge mit je 400 kW beliefern. Nach Angaben von EnBW können Elektroautos dort – je nach Batteriekapazität – in rund 15 Minuten Strom für 400 Kilometer Reichweite laden. EnBW hat den Standort so ausgelegt, dass er mit wachsender Nachfrage auf bis zu 40 Ladepunkte erweitert werden könnte.

Produziert die PV-Anlage mehr Energie, als für den Ladebetrieb nötig ist, speist sie den Überschuss ins Stromnetz ein. Umgekehrt deckt der Netzanschluss Zeiten ab, in denen die Sonne weniger Energie liefert – laut EnBW ebenfalls mit Ökostrom. „Durch den Anschluss ans Stromnetz ist die Energieversorgung für Ladevorgänge auch dann gewährleistet, wenn die Photovoltaikanlage zu bestimmten Tages- oder Jahreszeiten nicht ausreichend Strom erzeugt“, versichert Marco Masur. Laut dem verantwortlichen Produktmanager bei EnBW ist der neue Standort in Klipphausen der vierzehnte Ladepark des Unternehmens in ostdeutschen Bundesländern.



Unsichtbarer Stromproduzent für den Schnellladepark: die 1,7-MW-PV-Anlage auf den nahe gelegenen Hallendächern im Vordergrund. Rechts oben: der Schnellladepark
Quelle: EnBW

EnBW plant weitere Ladeparks an Photovoltaikanlagen und andere nachhaltige Stromerzeugungsanlagen anzuschließen. Der Konzern mit Sitz in Karlsruhe betreibt nach eigenen Angaben das größte Schnellladenetz Deutschlands mit mehr als 7.000 Ladepunkten. Bis 2030 sieht das Energieunternehmen einen Bedarf an öffentlicher Ladeinfrastruktur von etwa 120.000 Schnellladepunkten. Rund 20.000 davon möchte die EnBW selbst beitragen. Sie will hierfür jährlich etwa 200 Millionen Euro investieren (wir berichteten). // **VON DAVINA SPOHN**

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Pixabay / Elchinator

Cyberangriff in Clausthal-Zellerfeld

IT. Cyberkriminelle haben sich Zugriff auf IT-Systeme der Stadtwerke Clausthal-Zellerfeld verschafft. Die Energieversorgung sei durch Notfallpläne gewährleistet, teilt das Unternehmen mit.

Krisenmodus in Clausthal-Zellerfeld: In den Morgenstunden des 23. Oktober sei „der unbefugte Zugriff auf die IT-Systeme der Stadtwerke festgestellt“ worden, teilt das Unternehmen auf seiner Website mit. Daraufhin seien Schutzmaßnahmen zur Versorgungssicherheit eingeleitet worden.

Telefon- und Datenverbindungen seien aus Sicherheitsgründe vorübergehend unterbrochen worden, so dass die Erreichbarkeit der Stadtwerke über E-Mail, Telefon und Kundenportal derzeit eingeschränkt sei. Die Versorgung mit Strom, Gas und Trinkwasser sei auf der Basis von Notfallplänen jedoch gewährleistet, betonen die Stadtwerke der Kommune im Harz.

Die IT-Abteilung des Versorgers arbeite auch mit externer Unterstützung daran, „einen stabilen IT-Notbetrieb für die Kommunikation aufzubauen, um die Einschränkungen in der Kommunikation und in der Erreichbarkeit des Kundenportals zu verkürzen“.

Die Untersuchung des Vorfalls läuft. Die Stadtwerke haben Ermittlungsbehörden eingeschaltet und Dienstleister für IT-Forensik hinzugezogen. Aufgabe der IT-Forensiker sei es, „die Spuren der Angreifer zu sichern und den Weg der Angreifer in die Systeme zu rekonstruieren“, heißt es von Seiten des Unternehmens.

Noch unklar ist den Stadtwerken zufolge, ob es den Cyberkriminellen gelungen ist, geschäftliche oder personenbezogene Daten aus den IT-Systemen abzugreifen. Entsprechende Analysen hätten bereits „unmittelbar nach Eindämmung des Vorfalls“ begonnen. Dabei sei das Unternehmen in engem Austausch mit einer beauftragten Expertin für Datenschutz sowie der zuständigen Landesdatenschutzbehörde.

// VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Führungswechsel bei Innoenergy



Quelle: Shutterstock / Andrii Yalanskyi

PERSONALIE. Sebastien Clerc übernimmt ab Januar 2026 die Leitung von „InnoEnergy“ mit Sitz in Eindhoven. Er soll den Wachstumsplan des Clean-Tech-Investors bis 2030 umsetzen.

Der französische Manager Sebastien Clerc wird ab dem 1. Januar kommenden Jahres neuer Chief Executive Officer (CEO) von Innoenergy mit Sitz im niederländischen Eindhoven. Er folgt auf Diego Pavia, der das Unternehmen seit seiner Gründung im Jahr 2010 führt. Pavia bleibt Innoenergy noch drei Jahre erhalten und wird strategische Projekte begleiten, wie es von Seiten des Unternehmens heißt.

Die Gesellschafter von Innoenergy wählten Clerc einstimmig zum Nachfolger. Der designierte CEO leitete in den vergangenen 13 Jahren das französische Unternehmen Voltalia, das im Bereich erneuerbare Energien tätig ist und in 20 Ländern agiert. Zuvor gründete und führte er die Investmentgesellschaft Natixis Environment & Infrastructure, die heute als Mirova firmiert.

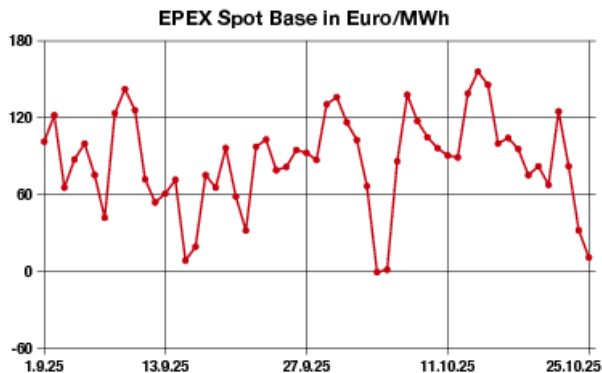
In seiner neuen Funktion soll Clerc einen Wachstumsplan umsetzen, den die 39 Anteilseigner von Innoenergy (darunter sind auch Siemens Financial Services und Volkswagen) gemeinsam beschlossen haben. In den kommenden fünf Jahren will der Investor sein Portfolio an Clean-Tech-Unternehmen erweitern. Gleichzeitig soll der Ausbau von Bildungsprogrammen helfen, den wachsenden Fachkräftebedarf der Branche zu decken.

Innoenergy wurde 2010 vom Europäischen Institut für Innovation und Technologie (EIT) gegründet und gilt als einer der führenden europäischen Investoren für Clean-Tech-Industrialisierung. Das Unternehmen fördert Start-ups und Scale-ups, bildet Fachkräfte aus und beteiligt sich an europäischen Industrie-Allianzen, unter anderem in den Bereichen Batterien, Solarenergie und grüner Wasserstoff. Innoenergy ist derzeit in über 160 Unternehmen investiert und beschäftigt ein Partnernetzwerk aus Industrie, Finanzwesen, Politik und Wissenschaft. // VON DAVINA SPOHN

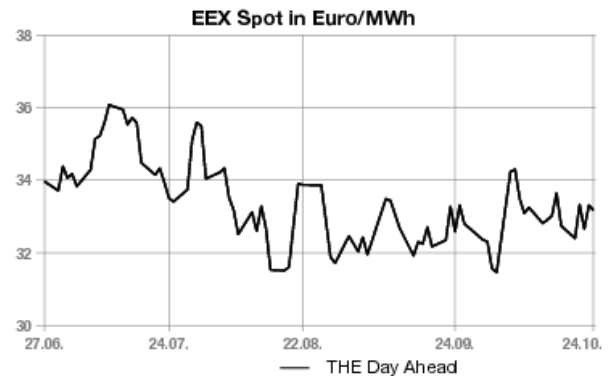
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energiekomplex überwiegend schwächer



Quelle: E&M

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

Überwiegend schwächer hat sich der Energiekomplex zum Wochenschluss präsentiert. Strom und CO₂ gaben leicht nach, während sich Gas uneinheitlich und Öl stabil zeigte. Am deutschen OTC-Strommarkt überwogen insgesamt schwächere Notierungen, während kurzfristig ein Rückgang der Erneuerbaren-Einspeisung und unterdurchschnittliche Temperaturen stützen dürften. Am CO₂-Markt zeigten sich die Händler am Freitag eher abwartend. Auch der Gasmarkt zeigte sich richtungslos.

Strom: Überwiegend schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Freitag präsentiert. An der Börse wurde der Montag mit 65,00 Euro je Megawattstunde im Base gesehen. Der Freitag selbst war am Donnerstag im außerbörslichen Handel mit 32,50 Euro in der Grundlast und 42,75 Euro in der Spitzenlast gesehen worden. Die Einspeiseleistung der Erneuerbaren dürfte am Montag etwas geringer ausfallen, bevor am Dienstag wieder deutlich höhere Werte erwartet werden.

Das Strom-Frontjahr gab am Freitag um 0,45 Euro auf 87,49 Euro je Megawattstunde nach.

CO₂: Etwas leichter hat sich der CO₂-Markt am Freitag gezeigt. Der Dec 25 verlor bis gegen 14.00 Uhr 0,16 Euro auf 78,28 Euro je Tonne. Das Hoch lag bei 78,89 Euro, das Tief bei 78,13 Euro.

Nach Einschätzung der Analysten von Belektron bleiben die Marktteilnehmer aktuell ihrer Strategie treu, bei Rücksetzern neue Käufe zu tätigen. Trotz anhaltender geopolitischer Unsicherheiten sei es bisher aber zu keinen größeren Abverkäufen gekommen, und auch kleinere Gewinnmitnahmen wirkten sich kaum auf die Preisbildung aus.

Mit dem Beginn der kühleren Jahreszeit steige nun der Heiz- und Strombedarf allmählich an, so die Analysten. Die Gasspeicher in Europa seien weiterhin zu mehr als 80 Prozent gefüllt – etwas weniger als im Drei-Jahres-Schnitt, aber nach wie vor solide. Dies habe stärkere Ausschläge bei den (niederländischen) TTF-Frontmonat- und Jahreskontrakten mit verhindert und damit auch eine kräftigere Aufwärtsbewegung der CO₂-Preise begrenzt. Die Primärmarkt-Auktionen der vergangenen Woche wurden nahe dem Spotmarkt abgeschlossen, was auf eine stabile Nachfrage hindeute.

Am Kohlemarkt kam es dagegen zu einem deutlichen Preisanstieg von 10 Prozent binnen weniger

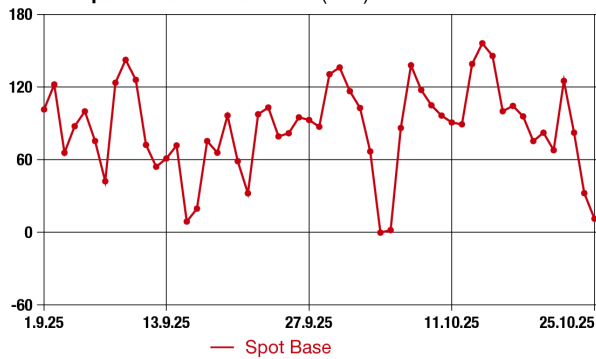
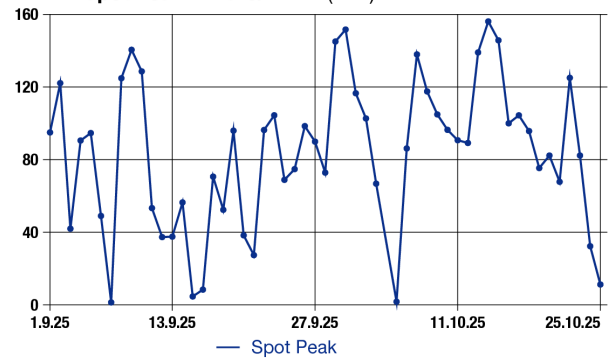
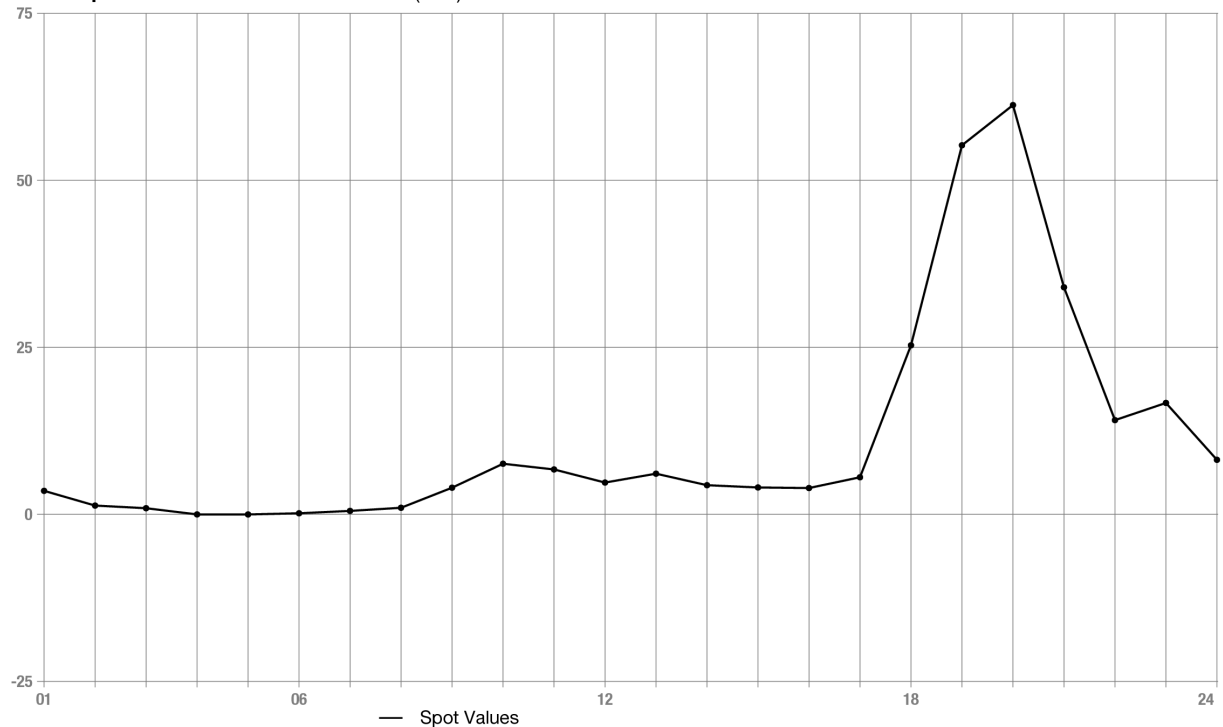
Handelstage, ausgelöst durch eine Kältewelle in Asien. Die Kombination aus teurerer Kohle und vergleichsweise günstigem Gas dürfte das kurzfristige Aufwärtspotenzial bei EUA derzeit begrenzen.

Erdgas: Uneinheitlich haben sich die europäischen Gaspreise am Freitag gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14.00 Uhr 0,225 Euro auf 32,025 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es dagegen für den Day-ahead um 0,175 Euro auf 33,125 Euro nach oben, was Marktbeobachter auf die kurzfristig noch anhaltenden unterdurchschnittlichen Temperaturen zurückführten.

Robuste LNG-Importe und stabile norwegische Pipelineflüsse sorgen übergeordnet aber für etwas Entspannung, während die schwächere Nachfrage aus China zusätzliche Mengen für Europa freisetzt, wie *Trading Economics* zusammenfasst.

Trotz komfortabler Speicherbestände bleiben die Händler nach dem jüngst beschlossenen 19. EU-Sanktionspaket gegen den russischen Energiesektor jedoch vorsichtig. Die Maßnahmen umfassen ein Importverbot für russisches LNG von 2027 an, strengere Transaktionsbeschränkungen für zwei große russische Ölkonzerne sowie Sanktionen gegen 117 „Schattenflotten“-Tanker, die zur Umgehung früherer Auflagen genutzt wurden. Die EU folgt damit ähnlichen Schritten der USA und Großbritanniens gegen Rosneft und Lukoil und verstärkt den koordinierten Druck des Westens auf Moskau im anhaltenden Krieg gegen die Ukraine. // [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

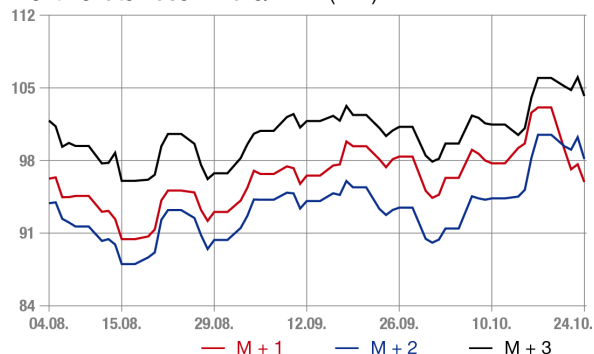
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	24.10.25	German Power Nov-2025	95,93
M2	24.10.25	German Power Dez-2025	98,15
M3	24.10.25	German Power Jan-2026	104,22
Q1	24.10.25	German Power Q1-2026	97,27
Q2	24.10.25	German Power Q2-2026	72,71
Q3	24.10.25	German Power Q3-2026	82,91
Y1	24.10.25	German Power Cal-2026	87,46
Y2	24.10.25	German Power Cal-2027	84,75
Y3	24.10.25	German Power Cal-2028	79,44

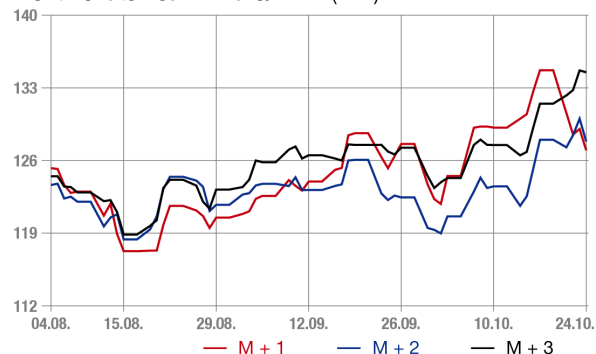
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	24.10.25	German Power Nov-2025	126,98
M2	24.10.25	German Power Dez-2025	127,83
M3	24.10.25	German Power Jan-2026	134,50
Q1	24.10.25	German Power Q1-2026	118,56
Q2	24.10.25	German Power Q2-2026	53,80
Q3	24.10.25	German Power Q3-2026	75,56
Y1	24.10.25	German Power Cal-2026	92,94
Y2	24.10.25	German Power Cal-2027	90,78
Y3	24.10.25	German Power Cal-2028	85,39

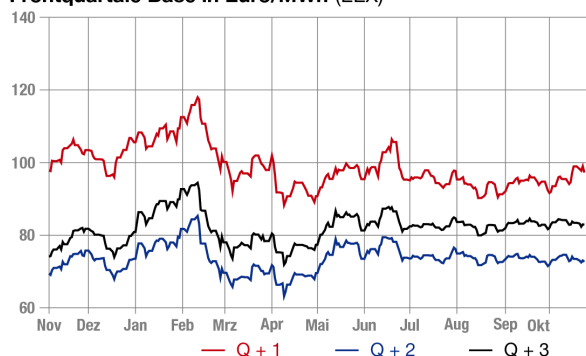
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



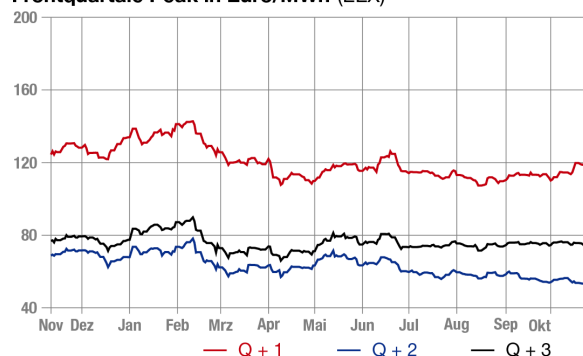
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



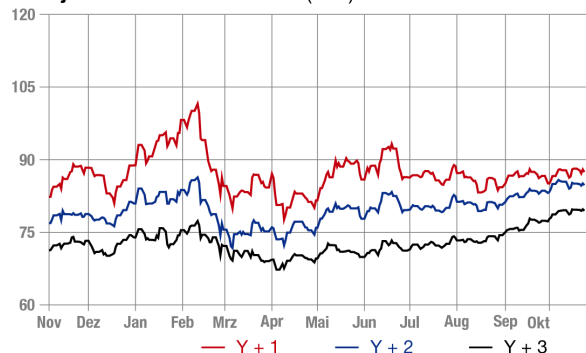
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



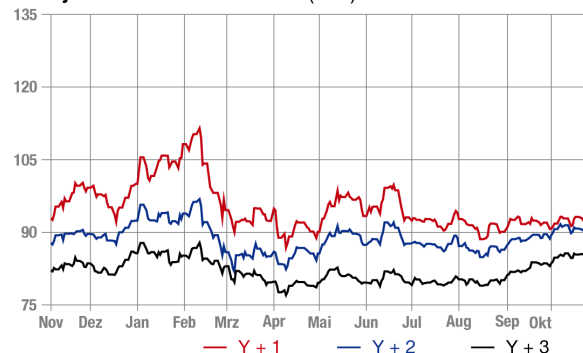
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



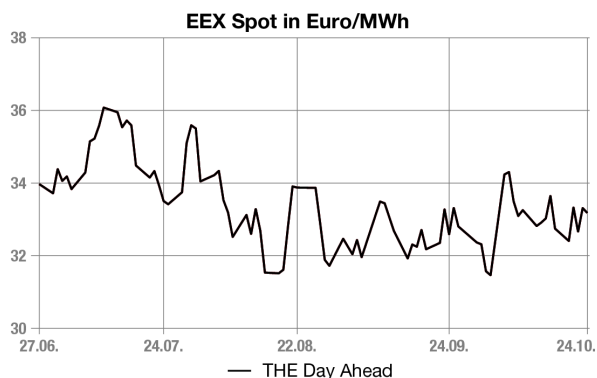
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



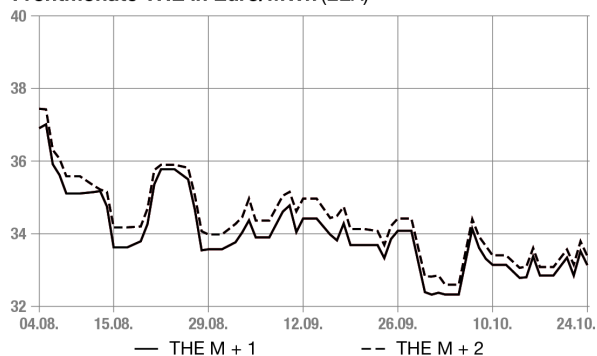
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

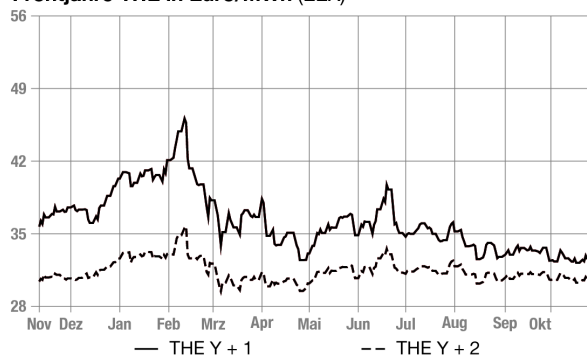
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	24.10.25	German THE Gas Nov-2025	33,14
M2	24.10.25	German THE Gas Dez-2025	33,39
Q1	24.10.25	German THE Gas Q1-2026	33,54
Q2	24.10.25	German THE Gas Q2-2026	31,86
S1	24.10.25	German THE Gas Win-2026	33,22
S2	24.10.25	German THE Gas Sum-2027	29,24
Y1	24.10.25	German THE Gas Cal-2026	32,56
Y2	24.10.25	German THE Gas Cal-2027	30,62



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	24.10.25	11,22	EUR/MWh
Germany Spot peak	24.10.25	11,22	EUR/MWh
EUA Nov 2025	24.10.25	78,21	EUR/tonne
Coal API2 Nov 2025	24.10.25	94,55	USD/tonne

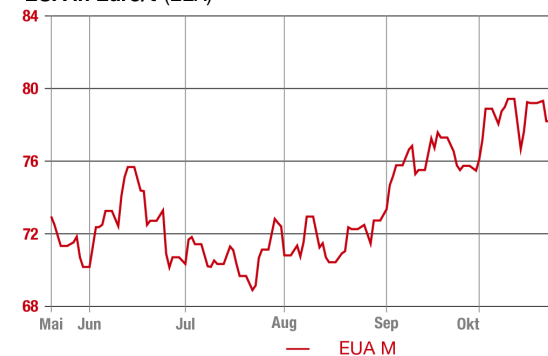
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	24.10.25	33,18	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2025	24.10.25	33,14	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	24.10.25	32,56	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dez-2025	24.10.25	65,94	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur (W 2) Solarenergie und Gebäudeautomation

An der OTH Amberg-Weiden ist an der Fakultät Maschinenbau/Umwelttechnik die Professur Solarener...
in Amberg

07.10.2025

☒ Festanstellung



Inbetriebnehmer (m/w/d) Windenergieanlagen - europaweit

Du möchtest in einem internationalen Team die Inbetriebnahme unserer Neu-Anlagen im Feld gestalte...
in Rostock

vor 1 h

☒ Ausbildung ☐ Weiterbildung



Projektingenieur:in Erneuerbare Energien / Energietechnik (m/w/d)

Als Ingenieur:in für netznahe Dienstleistungen gehören die Unterstützung sowie die eigenverantwortli...
in Hannover

vor 1 h

☒ Freie Mitarbeit ☐ Parkplatz



Projektingenieur Energietechnik - Erneuerbare Energien (m/w/d)

Als Ingenieur:in für netznahe Dienstleistungen gehören die Unterstützung sowie die eigenverantwortli...
in Hannover

vor 1 h

☒ Freie Mitarbeit ☐ Parkplatz



Fachkraft Elektrotechnik für Kraftwerk

Das erwartet Sie Als Kraftwerker:in für den Bereich Kraftwerk der K+S Minerals and Agriculture GmbH ...
in Zielitz

vor 1 h

☒ Ausbildung ☐ Weiterbildung / Kantine

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



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



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



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

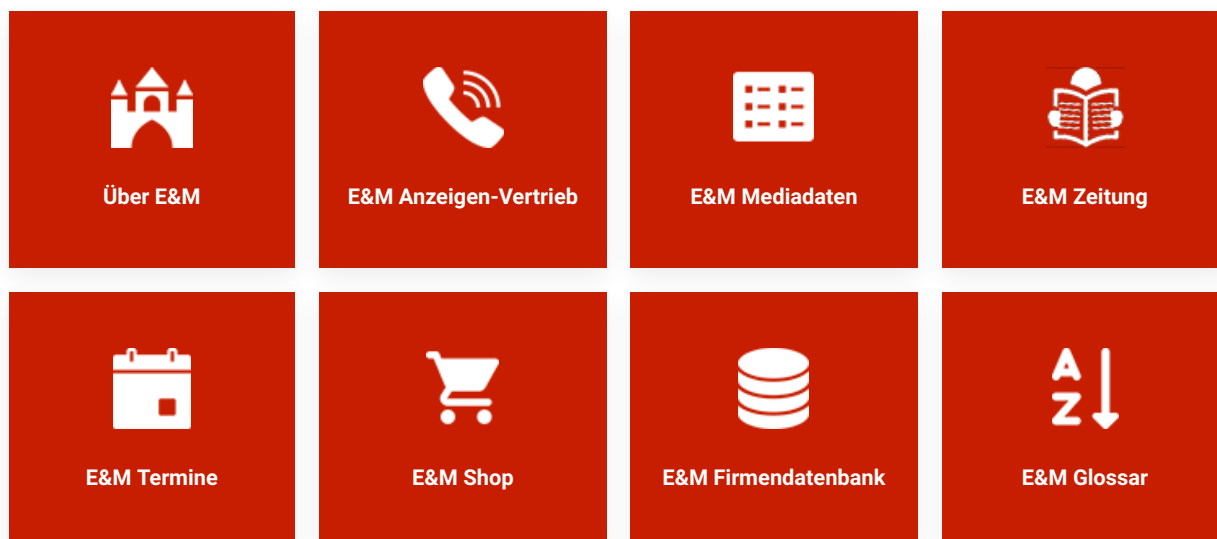
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

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

info@emvg.de - www.energie-und-management.de**Geschäftsführer:** 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.

© 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:

