



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

STROM



87,72 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS



32,77 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZITAT DES TAGES

„Geothermie wird bislang als eher unbekannte Energieform wahrgenommen.“

Cornelia Wolf, Professorin an der Universität Leipzig, sagte dies bei der Vorstellung einer Studie über die Akzeptanz von oberflächennaher Geothermie.

VERANSTALTUNG

Dem Klima helfen auch immer grüner werdende Gase

KLIMASCHUTZ

Leichter Anstieg beim Energieverbrauch

AUFTAG

Frankfurt verlängert mit Mainova

Inhalt

TOP-THEMA

→ **METERING DAYS**: Nachzögeln beim Smart Meter Rollout droht Zwangsgeld

POLITIK & RECHT

→ **VERANSTALTUNG**: Dem Klima helfen auch immer grüner werdende Gase

→ **WASSERSTOFF**: Die schwierige Suche nach dem Wasserstoff-Wunderland

→ **IT**: BEE fordert mehr Erneuerbare für KI-Ausbau

→ **KLIMASCHUTZ**: KfW sieht Klimaschutz als Wirtschaftstreiber

HANDEL & MARKT

→ **KLIMASCHUTZ**: Leichter Anstieg beim Energieverbrauch

→ **KOOPERATION**: Neue Partnerschaft für wettbewerblichen Messstellenbetrieb

→ **IT**: Chargepilot integriert dynamische Tarifoptimierung

→ **STROMSPEICHER**: Kurzzeitspeicher mindern Bedarf an Backup-Kraftwerken

TECHNIK

→ **GEOTHERMIE**: Schwerin heizt mit Wärme aus 1.300 Metern Tiefe

→ **SOLARTHERMIE**: Alte Kohlekraftwerke zu Speichern umbauen

→ **STUDIEN**: Fehlendes Wissen bremst Akzeptanz der oberflächennahen Geothermie

→ **STATISTIK DES TAGES**: Öffentlichen Ladepunkte nach Bundesland

UNTERNEHMEN

- **AUFTAG**: Frankfurt verlängert mit Mainova
 - **STROMNETZ**: Abo Energy nimmt Umspannwerke in den eigenen Bestand
 - **REGENERATIVE**: Enerfin setzt auf modulare Batteriespeichersysteme
 - **BIOMASSE**: Neues Biomasse-Heizkraftwerk liefert Wärme für Hannover
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR**: Energiekomplex durchweg im Aufwärtstrend
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Nachzüglern beim Smart Meter Rollout droht Zwangsgeld



Metering Days 2025. Quelle: Fritz Wilhelm

METERING DAYS. Bei den Metering Days in Fulda deutete Jan Peter Sasse von der Bundesnetzagentur an, die Behörde werde von ihrem Aufgreifermessen gebraucht machen.

Alle Jahre wieder trifft sich die Metering-Szene in Fulda. Eines der beherrschenden Themen der vom ZVEI veranstalteten Metering Days in diesem Jahr ist „die Quote“. Denn die grundzuständigen Messstellenbetreiber müssen bis Ende 2025 mindestens 20 Prozent ihrer Pflichteinbaufälle, die im Messstellenbetriebsgesetz nach Verbrauchsmengen der Kunden gestaffelt sind, abgearbeitet haben. Nach aktuellen Zahlen der Bundesnetzagentur, zum Stichtag 30. Juni 2025, liegt diese Quote über alle rund 800 grundzuständigen Messstellenbetreiber bei 16,4 Prozent. Dies entspricht genau 759.802 intelligenten Messsystemen.

Vor den 1.100 Teilnehmenden bei einer Podiumsrunde sagte Jan Peter Sasse, der bei der Bundesnetzagentur das Referat Elektrizitätsverteilernetze leitet, ihm sei eine „gewisse Kritik“ nicht entgangen, die Bundesnetzagentur veröffentlichte die Ergebnisse ihrer quartalsweisen Erhebung nur mit monatelanger Verzögerung. Dies liege einerseits an einer längeren Reaktionsfrist für die Unternehmen. So muss beispielsweise die Meldung für das dritte Quartal bis zum 11. November abgegeben werden. Andererseits müsse die Behörde sehr häufig nachfassen, plausibilisieren und etwa bei 10 Prozent der Messstellenbetreiber nachfragen. „Wir leiten auch Aufsichtsverfahren ein, wenn Unternehmen keine Zahlen liefern“, so Sasse. „Das haben wir jetzt auch wieder getan“, versicherte er.

Sasse nahm auch zu der Frage Stellung, was die Bundesnetzagentur unternehmen werde, wenn Messstellenbetreiber die gesetzlich vorgeschriebene Quote nicht erfüllen. Anfang des nächsten Jahres werde man die gemeldeten Zahlen sehr genau anschauen und dann werde man gegebenenfalls entsprechende Aufsichtsmaßnahmen einleiten. „Das werden in der Regel Zwangsgeldverfahren sein“, sagte der Referatsleiter. Jeder Messstellenbetreiber werde aber auch noch einmal die Gelegenheit bekommen zu erklären, warum er die 20-Prozent-Quote zum Stichtag verfehlt habe. Entsprechend werde die Behörde dann von ihrem Aufgreifermessen gebraucht machen. Dann würden aber auch Zwangsgelder verhängt. „Das ist unser Plan, das ist unsere Absicht“, so Sasse.

Es wäre zwar schöner, wenn der Rollout noch ein bisschen schneller vorankäme, sagte der Referatsleiter. Die Richtung stimme aber. Deshalb sei es ihm und seinen Kollegen viel lieber, wenn die intelligenten Messsysteme aus der Überzeugung heraus, die Geräte leisten einen wichtigen Beitrag zur Umsetzung der Energiewende, ins Feld gebracht werden als auf behördlichen Druck hin.

Zwei Millionen intelligente Messsysteme im September erreicht

Im Vorfeld der Konferenz, nach der Veröffentlichung der aktuellen Zahlen der Bundesnetzagentur, hatte Torsten Maus in einem Post im Netzwerk LinkedIn geschrieben, die Auswertung der Bundesnetzagentur zeige: „Der Smart-Meter-Rollout kommt in Deutschland voran.“ Der Geschäftsführer der EWE Netz GmbH kritisierte allerdings die offiziellen, an der gesetzlichen Zielgröße gemessenen Daten, seien nur ein Teil der Realität. Viele tatsächliche Einbaufälle, etwa bei Erzeugungsanlagen, optionale Einbauten bei Kleinverbrauchern oder in Pilotprojekten würden in der Quote nicht berücksichtigt. Deshalb sei es nicht verwunderlich, dass der „falsche Eindruck“ entstehe, der Rollout intelligenter Messsysteme komme nur langsam voran.

Um zu zeigen, welches Tempo tatsächlich möglich ist, führte Maus einige Zahlen der EWE Netz an: Die gesetzlich geforderte Rollout-Quote von 20 Prozent habe man schon im Juli dieses Jahres erreicht. „Rund 18 Prozent unserer Einspeiser, also Betreiber von PV-Anlagen, sind bereits mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet – auch wenn sie nicht gezählt werden“, schrieb der Geschäftsführer weiter. Insgesamt habe das Unternehmen bereits 80.000 Smart Meter installiert. Und fast 2.000 Geräte gingen derzeit wöchentlich neu in Betrieb.

Jan Peter Sasse wies bei den Metering Days darauf hin, dass die Bundesnetzagentur sehr wohl eine Gesamtzahl der installierten intelligenten Messsysteme angebe, die auch die Einbauten jenseits der Pflichtbaufälle einschließe. „Im Moment fragen wir auch die wettbewerblichen Messstellenbetreiber an, weil wir deren Zahlen mit in die Gesamtquote einbeziehen wollen“, erklärte er.

Dennis Laupichler, der mit auf dem Podium in Fulda saß und beim Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) das Referat Digitalisierung der Energiewirtschaft leitet, aktualisierte die Zahlen. Aus Angaben der Smart-Meter-Gateway-Hersteller könne man davon ausgehen, dass Ende September dieses Jahres die Gesamtzahl von 2 Millionen intelligenten Messsystemen erreicht worden sei. Er sei sehr optimistisch, dass die Zahl Ende des Jahres bei 2,5 Millionen liegen werde und im nächsten Jahr die Marke – im Einklang mit Prognosen und Abschätzungen – von 4,5 Millionen intelligenten Messsystemen erreicht werde, so Laupichler. // **VON FRITZ WILHELM**

[^ Zum Inhalt](#)

§ POLITIK & RECHT

Bengt Bergt spricht in Essen für Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft. Quelle: Volker Stephan

Dem Klima helfen auch immer grüner werdende Gase

VERANSTALTUNG. Mit einem flammenden Appell für die pragmatische Transformation zu grünen Gasen hat der neue Cheflobbyist der Gaswirtschaft eine Petrochemie-Tagung der DGMK in Essen eröffnet.

Für eine pragmatische und sukzessive Dekarbonisierung des Gassektors hat sich Bengt Bergt ausgesprochen. Der Leiter des Bereichs Public Affairs beim Lobbyverband „Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft“ (früher: Zukunft Gas) hielt am 28. Oktober den Eröffnungsvortrag bei einer Veranstaltung der Deutschen Wissenschaftlichen Gesellschaft für nachhaltige Energieträger, Mobilität und Kohlenstoffkreisläufe (DGMK).

In Essen versammeln die DGMK-Fachbereiche für Petrochemie und die Konversion von Kohlenstoffträgern an zwei Tagen Vertreterinnen und Vertreter aus Industrie und Wissenschaft, um Entwicklungen in den Bereichen Wasserstoff und Syngasen zu diskutieren. Zur Begrüßung stimmten Gesa Netzeband, DGMK-Geschäftsführerin, und Dieter Vogt, Petrochemie-Bereichsleiter, die rund 100 Teilnehmenden auf das Programm und die Herausforderungen beim H2-Hochlauf ein.



Sieht die Wasserstoffwirtschaft vor großen Herausforderungen: Dieter Vogt, DGMK-Fachabteilung Petrochemie. Quelle: Volker Stephan

Bengt Bergt verantwortet seit Juni 2025 die politische Kommunikation beim Lobbyverband. Der Ex-Bundestagsabgeordnete der SPD plädierte für einen realistischen Weg bei der Dekarbonisierung von Erdgas und stellte sich gegen eine strikte Farbenlehre bei klimafreundlicheren Gasen, also etwa gegen die Festlegung auf grünen Wasserstoff während des Hochlaufs.

Es bestehe ein klarer Bedarf an Elektronen und Molekülen

Es gehe auf dem Weg zur fossilfreien Zukunft um ein wirksames Einsparen von CO2, aber auch um Versorgungssicherheit und ökonomische Effizienz. Erdgas habe im Jahr 2024 immer noch 26 Prozent des Primärenergieverbrauchs in Deutschland ausgemacht.

Wenn die Umstellung auf Ersatz wie Biomasse, Biogas oder Wasserstoff in der aktuellen Geschwindigkeit erfolgt, sei Deutschlands Klimaneutralität erst 2080 zu erreichen – und nicht schon 2045, wie von der Politik vorgegeben. Für den H2-Hochlauf sieht er derzeit jedoch nicht schwarz: Die Industrie habe Projekte nicht aufgegeben, sondern nur vertagt.

Industrie und private Haushalte seien weiter auf Gase angewiesen, an einen Ersatz durch Erneuerbare sei angesichts des Gasverbrauchs in Deutschland über alle Sektoren (835 Milliarden kWh im Jahr 2024 laut BDEW) noch lange nicht zu denken. Die Bundesregierung müsse entsprechend lernen, dass „wir beides brauchen, Elektronen und Moleküle“, so Bengt Bergt. Um den Gassektor zu dekarbonisieren, erneuerte er den Vorschlag einer Grüngasquote, die sein Verband im März vorgelegt hatte und die sich nicht mit den europäischen Emissionshandelsvorgaben (ETS) in Konflikt geraten dürfe.

Zum Konzept der Grüngasquote gehört, dass sie marktorientiert, ohne Subventionen und auch über Strafzahlungen funktioniert. Die Gaslobby drängt darauf, die Vorgaben so flexibel zu halten, dass die Branche Quoten ins Folgejahr übertragen darf. Dies alles könne helfen, so Bengt Bergt, der Industrie die vorhandene Unsicherheit zu nehmen und Mittel für Investitionen freizumachen.

Nach der Abkehr vom russischen Erdgas bezieht Deutschland laut Bengt Bergt sein Gas zu gut 40 Prozent aus Norwegen und zu weiteren gut 30 Prozent aus den Benelux-Staaten. Die Leitung aus Norwegen sei sicherheitstechnisch betrachtet eine Schwachstelle. Daher seien LNG-Importe über die errichteten Terminals weiter erforderlich.

Zudem brachte Bengt Bergt Biomethan-Lieferungen aus der Ukraine ins Spiel. Bis 2030 sei ein jährliches Potenzial von 11 Milliarden kWh möglich, der Transport könne netzgebunden erfolgen. Gleichwohl sei es aktuell regulatorisch noch schwierig, den Einkauf des grünen Gases zu realisieren. Wünschenswert sei er allein schon deshalb, weil er der unter Russlands Angriffskrieg leidenden Ukraine zusätzliche Einnahmen sichere.

Schließlich sang Bengt Bergt noch das Hohelied auf die Systemrelevanz von Gasspeichern. Batteriespeicher zur Sicherung elektrischer Energie seien wichtig und auszubauen. Bis 2030 aber würden die Stromspeicher lediglich rund 30 Millionen kWh verfügbar halten können. Dagegen verfügten Gasspeicher mit einem Umfang von 256 Milliarden kWh im Jahr 2030 über ein Vielfaches der Kapazität. Dies zeige, welche Flexibilität in Gasspeichern und den angeschlossenen Netzen liegt. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

Erzielen Sie einen nachhaltigen

IMPACT

mit unseren SF₆-freien
Schaltanlagen.

Werden Sie Impact maker



Die schwierige Suche nach dem Wasserstoff-Wunderland



Uwe Langenmayr vom Karlsruher Institut für Technologie. Quelle: Volker Stephan

WASSERSTOFF. Deutschlands Hunger auf grünen Wasserstoff ist nur über Importe zu stillen. Ein Forschungsmodell aus Karlsruhe hat die Produktionsbedingungen in Übersee analysiert.

Dänemarks Elektrolyseverfahren mitten im Offshore-Windpark – das ist eine Idee für die Produktion von grünem Wasserstoff, der schlussendlich nicht mehr ganz so teuer ist. „Für die Mengen, die wir brauchen, müssen wir aber über Europa hinaus denken“, so Uwe Langenmayr.

Der Wissenschaftler vom Karlsruher Institut für Technologie, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, stellte bei der DGMK-Tagung für Wasserstoff und Syngase am 28. Oktober in Essen eine vergleichende Forschungsarbeit vor, die Power-to-X-Ideen für überschüssigen Ökostrom untersucht. Die Produktionsbedingungen in Chile (Südamerika), Namibia (Afrika) und Saudi-Arabien (Asien) inklusive der Treibhausgasbilanz gingen in die Betrachtung ein.

Uwe Langenmayr betonte, es gebe keinen eindeutigen Gewinner in diesem Vergleich. Es sei immer eine standortabhängige Entscheidung zu treffen. In Patagonien zum Beispiel, einer windreichen Gegend im Süden Chiles, spreche eine Vielzahl von Argumenten für die Ansiedlung von Windkraftanlagen und das Umwandeln des Ökostroms in grünen Wasserstoff.

Saudi-Arabien und Namibia hätten als Sonnenstaaten zwar Vorteile bei der Solarenergie. Hier bestehe aber immer das Tag-Nacht-Problem, also der Produktionsausfall während der Dunkelheit. „Der Wind in Patagonien dagegen bläst immer“, so der Wissenschaftler, zudem sei der Windstrom günstiger zu produzieren. Namibia schneide auch wegen der Kapitalkosten nicht so gut ab.

Wer Wasserstoff-Projekte im Ausland in Betracht zieht, müsse darüber hinaus weitere Faktoren beachten. Dazu zählen die Verfügbarkeit von Wasser (Elektrolyse) und von Grundstücksflächen (für Solar- und Windparks), Speicherkapazitäten für H2 oder CO2, die politische Stabilität im Partnerstaat sowie die globale Transport-Infrastruktur und die Transportkosten für Wasserstoff, Ammoniak und andere Produkte.

Je umfassender der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft erfolge, desto intensiver werde auch der Wettbewerb um geeignete Standorte. Die Modellrechnung setzte für Chile bei einer Windfarm-Kapazität von 1.000 MW einen Platzbedarf von 63 Quadratkilometern an. Ein Projekt auf 20.000 MW zu skalieren, erhöht die Menge der erforderlichen Fläche also um ein Vielfaches – für weite Teile Europas eine unlösbare Rechenaufgabe.

Auch sind Kooperationsprojekte – wie die E-Fuel-Entwicklung von Porsche in Patagonien (wir berichteten – vor dem Hintergrund der Transformation vor Ort zu sehen: Chile selbst sei beispielsweise längst nicht klimaneutral, so Uwe Langemayr. Dadurch empfehle sich ein „Nehmen und Geben“, also sei neben dem Vorantreiben des eigenen Vorhabens auch eine Unterstützung der Energiewende am jeweiligen Standort geboten. // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

BEE fordert mehr Erneuerbare für KI-Ausbau



Quelle: Pixabay / Gerd Altman

IT. Der steigende Strombedarf durch den Ausbau von Rechenzentren sollte mit zusätzlichem Ausbau erneuerbarer Energie abgesichert werden, fordert die Erneuerbaren-Branche.

Der geplante Hochlauf von Anwendungen mit künstlicher Intelligenz (KI) und der Bau neuer Rechenzentren stoßen in der Bevölkerung auf Skepsis. Das zeigt eine neue Umfrage der Organisation Algorithmwatch. Laut Ursula Heinen-Esser, Präsidentin des Bundesverbands Erneuerbare Energie (BEE), sei diese Haltung nachvollziehbar, denn der zunehmende Energiebedarf der digitalen Infrastruktur müsse mit dem Klimaschutz in Einklang gebracht werden.

„Die Internationale Energieagentur geht davon aus, dass sich bis 2030 der Strombedarf von Rechenzentren verdoppeln wird“, sagte Heinen-Esser. In Deutschland entfielen bereits heute rund vier Prozent des gesamten Stromverbrauchs auf Rechenzentren. Nach Berechnungen der Bundesnetzagentur könne der Anteil bis ins Jahr 2037 auf zehn Prozent steigen. „Rechenzentren sind ein wichtiger Standortfaktor, KI bietet große Potenziale zur Prozessbeschleunigung und Produktivitätssteigerung. Dem dürfen jedoch nicht die Klimaziele geopfert werden“, betonte die BEE-Präsidentin.

Rechenzentren systemdienlich planen

Die Studie von Algorithmwatch fordert für den Bau von Rechenzentren, dass diese ihren Energiebedarf ausschließlich mit zusätzlicher erneuerbarer Energie decken. Diese müsse lokal erzeugt werden, Verbrauch und Erzeugung aufeinander abgestimmt sein. Zudem sollten Rechenzentren nur dort genehmigt werden, wo erneuerbare Energien verfügbar sind und das Stromnetz es verkraften kann.

Zudem müssten Angaben zu Energie- und Wasserverbrauch und ihrer Herkunft sowie zum CO2-Fußabdruck von Rechenzentren öffentlich verfügbar und unabhängig überprüfbar werden können. Das gelte sowohl für Prognosen zum Zeitpunkt der Planung als auch anhand tatsächlicher Werte im Betrieb, so Algorithmwatch.

Stromverbrauch korrekt prognostizieren

Heinen-Esser sagte: „Die erneuerbaren Energien sind in der Lage, auch einen deutlich gestiegenen Strombedarf kostengünstig zu decken. Dafür darf es aber nun keine Einbrüche bei der Ausbaudynamik geben“, sagte sie.

Der jüngste Monitoringbericht der Bundesregierung hatte für das Jahr 2030 einen Strombedarf zwischen 600 und 700 Milliarden kWh prognostiziert. Nach einer Analyse des BEE dürfte dieser Wert jedoch zu niedrig angesetzt sein. Der Verband geht davon aus, dass wirtschaftliche Erholung und der zunehmende Betrieb von Rechenzentren den Bedarf über den angenommenen Korridor hinaus ansteigen lassen.

„Es ist davon auszugehen, dass der Strombedarf in den kommenden fünf Jahren auch über den im Monitoringbericht beschriebenen Korridor hinaus ansteigen wird“, erklärte Heinen-Esser. „KI macht gewaltige Entwicklungssprünge. Ihre Integration in immer weitere Bereiche des alltäglichen Lebens wird auch zu einem steigenden Stromverbrauch durch Rechenzentren führen.“

Um weiterhin als attraktiver Standort für digitale Infrastruktur zu gelten, müsse Deutschland daher vorausschauend planen. Heinen-Esser forderte, bei zukünftigen Ausschreibungen und Ausbaupfaden ausreichende Puffer einzuplanen. „Sonst droht Deutschland ins Hintertreffen zu geraten. Wir brauchen eine ehrliche Stromverbrauchsanalyse, die diesen Entwicklungen Rechnung trägt.“

Die [Umfrage von Algorithmwatch](#) steht im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

KfW sieht Klimaschutz als Wirtschaftstreiber



Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

KLIMASCHUTZ. Laut einer Studie von KfW Research und Deloitte kann Klimaschutz die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen stärken. Der globale Markt für saubere Technologien wächst rasant.

Klimaschutz bietet nicht nur Umweltvorteile, sondern beinhaltet auch wirtschaftliche Chancen. Dies zeigt eine aktuell veröffentlichte Untersuchung von KfW Research und Deloitte. Der globale Markt für saubere Technologien legt dem Papier zufolge stark zu: So wuchs zwischen 2010 und 2022 die Nachfrage jährlich um durchschnittlich 7,3 Prozent, die Investitionen steigen sogar um 9,6 Prozent. Setzt sich dieser Trend fort, könnte sich das Marktvolumen innerhalb eines Jahrzehnts verdoppeln. Langfristig rechnen die Autoren des Papiers bis 2045 mit einer Vervierfachung des Marktvolumens.

Deutschland verfügt dabei, wie es weiter heißt, über eine solide Ausgangsbasis. Der Anteil deutscher Greentech-Produkte am Welthandel liegt laut Studie bei 13 Prozent und damit deutlich über dem allgemeinen deutschen Exportanteil von sieben Prozent. In der inländischen Bruttowertschöpfung macht der Sektor rund neun Prozent aus, beim Exportanteil acht Prozent und bei den Arbeitsplätzen 7,5 Prozent. Besonders stark sind die Branchen für Energieerzeugung, -speicherung und -nutzung, industrielle Dekarbonisierung, Kreislaufwirtschaft sowie neue Werkstoffe.

Auch volkswirtschaftlich zahlen sich Investitionen in Klimaschutz aus. Laut der Datenbank Emergency Events Database beliefen sich klimabedingte Schäden weltweit allein in den vergangenen fünf Jahren auf mehr als eine Billion US-Dollar (umgerechnet etwa 860 Milliarden Euro). Gleichzeitig zeigen 88 Prozent der global agierenden Investoren Interesse an nachhaltigen Anlagen.



Studie „The economic benefits of climate action“

(zum Öffnen bitte auf das PDF klicken)

Quelle: Deloitte und KfW Research

KfW-Vorstandschef Stefan Wintels betont in einer gemeinsamen Mitteilung der Unternehmen, dass die Integration von Nachhaltigkeit in Unternehmensstrategien die Resilienz erhöhe und neue Wachstumschancen erschließe. Unternehmen, die frühzeitig auf Umwelttechnologien setzen, könnten Risiken verringern und langfristig Werte schaffen. Seit 2017 hat KfW Research nach eigenen Angaben rund 362 Milliarden Euro für Umwelt- und Klimafinanzierungen zugesagt, für 2026 sind rund 40 Milliarden Euro eingeplant.

Hans-Jürgen Walter, Global Leader Sustainable Finance bei Deloitte, verweist auf Unternehmensbeispiele, die belegen, dass Klimainvestitionen nicht nur Risiken senken, sondern auch strategische Vorteile bringen. Wer frühzeitig nachhaltige Geschäftsmodelle etabliere, könne neue Wachstumsmärkte gezielt erschließen.

Zudem profitieren Firmen laut Studie von einer geringeren Abhängigkeit von Energie- und CO2-Preisen sowie sinkenden Kosten durch Preisrückgänge bei erneuerbaren Energien und Speichern. Dazu kommen günstigere Finanzierungsbedingungen infolge steigender Nachfrage nach nachhaltigen Investments. Weltweit werden inzwischen, so die Studienautoren weiter, rund 1,72 Billionen Euro pro Jahr in saubere Energien investiert – doppelt so viel wie in fossile Energien.

Allerdings steht der Weg zur Dekarbonisierung auch vor Herausforderungen. Ein Drittel der bis 2050 nötigen Emissionsminderungen basiert auf Technologien, die noch nicht marktreif sind. Zudem fehlen einheitliche CO2-Preissysteme, was grüne Investitionen erschwert. Strompreise hängen stark von der Effizienz der Netze und der Investitionsgeschwindigkeit ab.

Um das Potenzial des Klimaschutzes voll auszuschöpfen, empfehlen KfW Research und Deloitte gezielte politische Maßnahmen. Dazu zählen eine bessere Risikoteilung zwischen öffentlichem und privatem Kapital, verbindliche Standards für grüne Produkte, ein planbarer CO2-Preispfad und eine verstärkte Förderung von Forschung und Entwicklung. Auch Start-ups sollten als Innovationstreiber stärker unterstützt werden.

Die KfW will das Thema Klimaschutz auch auf der kommenden Weltklimakonferenz COP30 hervorheben. Laut Wintels bleibt die Förderbank ihrem Anspruch treu, als „Bank aus Verantwortung“ Klimaschutz als zentrales Zukunftsthema zu begreifen und in Deutschland wie international voranzutreiben.

Die 40-seitige Studie „[The economic benefits of climate action](#)“ ist über die Internetseite der KfW Research downloadbar. [// VON DAVINA SPOHN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

HANDEL & MARKT

Quelle: Fotolia / frenta

Leichter Anstieg beim Energieverbrauch

KLIMASCHUTZ. Kälteres Wetter lässt Deutschlands Primärenergie-Konsum in diesem Jahr um voraussichtlich rund 1 Prozent steigen. Die CO2-Emissionen bleiben fast unverändert.

Der Energieverbrauch in Deutschland wird 2025 voraussichtlich um etwa 1 Prozent im Vergleich zum Vorjahr auf 10.651 Petajoule (PJ) ansteigen. Das zeigt die Jahresprognose der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Ageb), die am 28. Oktober vorgestellt wurde.

Die erwartete leichte Erhöhung ist auf kühleres Wetter zurückzuführen; insbesondere im Februar und März 2025 war es deutlich kälter. Demgegenüber wirkte sich eine geringere Produktion im energieintensiven Gewerbe verbrauchssenkend aus, wie die Ageb berichtet.

Mit den geschätzten Zahlen läge der Energieverbrauch 2025 um 28,5 Prozent unter dem bisherigen Höchststand, der 1990 mit 14.905 PJ verzeichnet worden war. Dies obwohl die Bevölkerungszahl in Deutschland seither bis Mitte 2025 von knapp 80 Millionen auf 83,5 Millionen und das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt um etwa 50 Prozent gestiegen sind. Als Konsequenz ist der Primärenergieverbrauch pro Kopf der Bevölkerung zeitgleich um ein Drittel gesunken, auf 4,3 Tonnen Steinkohleeinheiten. Bezogen auf die Wirtschaftsleistung hat sich der Primärenergieverbrauch zeitgleich in etwa halbiert.

Die CO2-Emissionen in Deutschland werden demnach in diesem Jahr im Vergleich zu 2024 um 0,3 Prozent auf 574 Millionen Tonnen steigen. Damit würde der Vergleichswert des Jahres 1990 um 45,6 Prozent unterschritten. Um das für 2030 mit demselben Vergleichsjahr gesetzte Treibhausgas-Minderungsziel von minus 65 Prozent zu erreichen, müssten die Treibhausgas-Emissionen also in den kommenden fünf Jahren in absoluten Werten mehr als doppelt so stark sinken wie in den vergangenen fünf Jahren.

Mehr Öl, Gas und Erneuerbare, weniger Kohle

Nach vorläufigen Berechnungen der Ageb erreichte der inländische Primärenergieverbrauch in den ersten drei Quartalen des laufenden Jahres 7.721 PJ. Das waren binnen Jahresfrist 1,1 Prozent mehr. Zuwächsen bei Erdgas, Mineralöl und Erneuerbaren standen Rückgänge bei Stein- und Braunkohle gegenüber.

Vom Energieträger Erdgas wurden in den ersten neun Monaten 2025 3,7 Prozent mehr verbraucht. Dies resultiert aus einem stärkeren Heizbedarf und mehr Verstromung.

Der Verbrauch an Steinkohle verringerte sich zeitgleich um 2,6 Prozent. Allerdings zeigten sich unterschiedliche Trends in den wichtigsten Verbrauchssektoren. So erhöhte sich der Einsatz zur Verstromung um etwa ein Fünftel. Auf der anderen Seite sank der Absatz an die Eisen- und Stahlindustrie um knapp 15 Prozent. Der Verbrauch an Braunkohle ging um 3,8 Prozent zurück, da weniger in dem zentralen Einsatzbereich, der Stromerzeugung, genutzt wurde.

Erneuerbare Energien legten aufgrund des höheren Einsatzes zur Wärmeversorgung um zwei Prozent zu.

Beiträge zum Primärenergieverbrauch

in den ersten drei Quartalen 2025

Mineralöl	38,1 Prozent
Erdgas	25,0 Prozent
Erneuerbare Energien	20,2 Prozent
Braunkohle	7,1 Prozent
Steinkohle	6,9 Prozent
Sonstige einschließlich Stromauschalsaldo	2,7 Prozent

Quelle: AGEB

Erneuerbare sind zentrale Säule im Strommix

Nach Berechnungen des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) blieb der Stromverbrauch in Deutschland in den ersten drei Quartalen 2025 schaltjahrbereinigt bei „normalarbeitstäglicher“ Betrachtung stabil.

Demgegenüber ist die inländische Brutto-Stromerzeugung um 1,0 Prozent (normalarbeitstäglich um 1,4 Prozent) auf 367 Milliarden kWh gestiegen. Die Erklärung für diese unterschiedlichen Trends liegt in der Abnahme des Stromimportsaldos. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Stromimporte in den ersten neun Monaten 2025 binnen Jahresfrist um 3,9 Prozent niedriger und die Stromexporte um 6,0 Prozent höher waren. Dadurch hat sich der Saldo aus Importen und Exporten auf 15,1 Milliarden kWh verringert.

Die Stromerzeugung nach Energieträgern im ersten bis dritten Quartal:

- Wind onshore: 19,3 Prozent
- Wind offshore: 4,8 Prozent
- Photovoltaik: 21,3 Prozent
- Biomasse einschließlich als erneuerbar gerechnete Abfälle: 9,8 Prozent
- Wasserkraft: 3,4 Prozent
- Geothermie: 0,1 Prozent
- Erdgas: 16,3 Prozent
- Braunkohle: 14,9 Prozent
- Steinkohle: 5,8 Prozent
- Öl: 1,0 Prozent
- Sonstige konventionelle Energien: 3,3 Prozent

An der Brutto-Stromerzeugung waren die erneuerbaren Energien in dem Zeitraum mit 215,0 Milliarden kWh oder 58,7 Prozent beteiligt. Die hohe Zahl an Sonnenstunden führte zu einem Anstieg der PV-Produktion um etwa ein Fünftel im Vergleich zu den Vorjahresquartalen.

Die Stromerzeugung aus Windkraft ging wetterbedingt um 11 Prozent und aus Wasserkraft um 25 Prozent zurück. Insgesamt blieb die Ökostrom-Erzeugung um 1 Prozent unter dem Ergebnis der Vorjahresquartale. Bezogen auf den Brutto-Inlandsstromverbrauch von 382 Milliarden kWh erreichte der grüne Anteil 56,3 Prozent. // [VON HANS-WILHELM SCHIFFER](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Neue Partnerschaft für wettbewerblichen Messstellenbetrieb



KOOPERATION. Der Energieanbieter Lichtblick und der Messstellenbetreiber Metrify arbeiten beim Rollout intelligenter Messsysteme zusammen.

Quelle: Pixabay / Gerd Altmann

Mehr Wettbewerb für die grundzuständigen Messstellenbetreiber: Lichtblick und Metrify schieben beim Rollout intelligenter Messsysteme künftig gemeinsam an. Das teilten die beiden Unternehmen am 28. Oktober auf der Messe Metering Days in Fulda mit.

Lichtblick installiert und betreibt nach eigenen Angaben bereits seit vier Jahren intelligente Messsysteme. Durch die Zusammenarbeit mit Metrify will der Hamburger Stromanbieter seine Rolle im Markt stärken. Metrify, eine Ausgründung des PV-Anlagenanbieters Enpal, zählt selbst aktuell 60.000 installierte intelligente Messsysteme.

Standardisierte Prozesse und Schnittstellen sollen dafür sorgen, dass sich intelligente Messsysteme künftig schneller und effizienter in Energielösungen von Lichtblick einbinden lassen – von dynamischen Tarifen und Ladelösungen für Elektroautos über PV-Anlagen und Batteriespeicher bis hin zu Wärmepumpen, erklärt das Hamburger Unternehmen.

Die Metrify Smart Metering GmbH gibt es seit Juni dieses Jahres. Enpal verlagerte damals das gesamte Portfolio an intelligenten Messsystemen, 50.000 an der Zahl, in die Ausgründung. Bis Ende des laufenden Jahres will das Unternehmen noch mindestens 25.000 Smart Meter installieren, hieß es. „Ab jetzt können alle interessierten Unternehmen mit uns zusammenarbeiten – ganz unabhängig von Enpal“, sagte Metrify-Geschäftsführer Wim Drožak.

Lichtblick gehört dem niederländischen Energieunternehmen Eneco, dessen Mehrheitseigner der japanische Konzern Mitsubishi ist. // [VON MANFRED FISCHER](#)

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(2644880428d95a4203ef0ba60cd1b089_img.jpg\)](#) [!\[\]\(ca0b33c8ee1e832b706bb06ef6b3e72c_img.jpg\)](#) [!\[\]\(4f305a70bc6176d4a65a8282faeff5b0_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Chargepilot integriert dynamische Tarifoptimierung



Quelle: The Mobility House Solutions

IT. The Mobility House Solutions erweitert sein Lade- und Energiemanagement Chargepilot um dynamische Tarifoptimierung. E-Flotten sollen damit Energiekosten deutlich senken können.

Der Lade- und Energiemanager Chargepilot von The Mobility House Solutions nutzt jetzt dynamische Strompreise für das intelligente Laden elektrischer Flotten. Einer aktuellen Meldung zufolge könne damit eine Senkung der Energiekosten um durchschnittlich 25 bis 30 Prozent erreicht werden. Die Technologie berücksichtige künftig die aktuellen Spotmarktpreise. So werde bevorzugt in Zeiten mit niedrigen oder negativen Strompreisen geladen.

Die Steuerung der Ladevorgänge folge einer festen Hierarchie: Zunächst werden lokale Leistungsgrenzen eingehalten, anschließend Mobilitätsbedarfe priorisiert und schließlich Kostenaspekte berücksichtigt. Damit soll sichergestellt werden, dass auch bei dynamischer Optimierung der Betrieb der Flotte zuverlässig bleibt.

Laut Unternehmensangaben funktioniert das System auch in Flotten mit kurzen Standzeiten. Am Flughafen Amsterdam konnte der Transportunternehmer Transdev Connexion den Angaben zufolge im Betrieb seiner Busflotte mit Chargepilot ohne Einschränkungen im Betriebsablauf rund 30 Prozent Energiekosten einsparen.

Ein zentraler Treiber für das Konzept ist die hohe Preisvolatilität am europäischen Strommarkt. Im Jahr 2024 gab es in Deutschland 457 Stunden mit negativen Strompreisen, schreibt The Mobility House Solutions. Diese Marktdynamik wolle man, unabhängig vom jeweiligen Stromanbieter, für Flottenbetreiber nutzbar machen. // VON KATIA MEYER-TIEN

[^ Zum Inhalt](#)

Kurzzeitspeicher mindern Bedarf an Backup-Kraftwerken



Quelle: Fotolia / malp

STROMSPEICHER. Laut einer Analyse von Ecostor können Kurzzeitspeicher die Versorgungssicherheit in Dunkelflauten deutlich erhöhen und den Bedarf an fossiler Reserveleistung spürbar senken.

Batteriespeicher können die Stromversorgung in Deutschland stabilisieren, auch bei Dunkelflauten mit wenig Sonne und Wind. Das zeigt eine Analyse des Unternehmens „ECO STOR“ aus Kirchheim bei München vom 28. Oktober. Die Untersuchung basiert auf einem energieökonomischen Optimierungsmodell namens „PyPSA“, das reale Wetter- und Erzeugungsdaten über mehrere Jahre berücksichtigt.

Demnach könnten bereits 60.000 MW installierte Kurzzeitspeicher mit einer Kapazität von zwei bis vier Stunden den Bedarf an gesicherter Backup-Leistung um 15.000 bis 20.000 MW senken. Steige die installierte Speicherkapazität auf 100 GW, würde sich der Bedarf um bis zu 24.000 MW reduzieren.

Das Modell bildet das Zusammenspiel von Windenergie, Photovoltaik, Batteriespeichern und steuerbaren Kraftwerken im deutschen Stromsystem ab. Grundlage der Analyse war das Ausbauziel der Bundesregierung für das Jahr 2030 mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. Ziel war es, den Einfluss verschiedener Speicherleistungen auf die erforderliche Reservekapazität zu bestimmen.

Energiewende effizienter gestalten

„Zuverlässige Großbatteriespeicher sind der Schlüssel zu mehr Kosteneffizienz in der Energiewende“, sagt Ecostor-Geschäftsführer Georg Gallmetzer. „Wenn wir dieses Flexibilitätspotenzial ausschöpfen, können wir auf bis zu 30.000 MW an Backup-Kraftwerken verzichten. Das macht das Energiesystem robuster und senkt die Gesamtkosten.“

Kurzzeitspeicher gleichen kurzfristige Schwankungen im Stromnetz aus und reduzieren Spitzen in der Residuallast. Dadurch sinkt der Bedarf an fossilen oder steuerbaren Kraftwerken. Für längere Phasen ohne Wind und Sonne sind ergänzende Lösungen wie Langzeitspeicher, Stromtausch mit Nachbarländern oder eine flexible Nachfrage erforderlich.



Mögliche Reduktion nötiger Backup-Leistung durch Batteriespeicher.

Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken.

Quelle: Ecostor

Online-Tool zu Energiewendeszenarien

Gallmetzer betont, dass über Großspeicher noch immer viele Vorurteile kursierten. Die Daten zeigten jedoch klar, dass Großspeicher bis zu 30 Prozent der benötigten Backup-Kraftwerke wirtschaftlich und verlässlich ersetzen können. „Sie stabilisieren das Netz täglich und erhöhen die Effizienz des Stromsystems“, so Gallmetzer.

Besonders groß sei der Nutzen in frühen Phasen des Speicherausbaus. Schon geringe installierte Kapazitäten steigerten die Flexibilität des Stromsystems deutlich. Mit zunehmendem Ausbau sinke der Bedarf an fossiler Reserveleistung weiter.

Mit der Analyse und einem frei zugänglichen [Online-Tool](#) will Ecostor die Diskussion über die Rolle von Speichern in der Energiewende versachlichen. Das interaktive Modell ermöglicht es Nutzerinnen und Nutzern, eigene Szenarien zu Windenergie, Photovoltaik, Speicherleistung und Stromnachfrage zu simulieren und deren Einfluss auf die Residuallast nachzuvollziehen.

Die vollständige [Ecostor-Analyse](#) steht als PDF zum Download bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

TECHNIK

Thermaltechnikraum des Geothermieheizwerks in Schwerin-Lankow. Quelle: SW Schwerin

Schwerin heizt mit Wärme aus 1.300 Metern Tiefe

GEOTHERMIE. Seit einem Jahr liefert die Geothermie-Anlage Lankow grüne Fernwärme für rund 30.000 Haushalte in Schwerin. Die Stadtwerke sehen das Projekt als Modell für Norddeutschland.

Im Stadtteil Lankow betreiben die Stadtwerke Schwerin (SWS) seit Oktober 2024 die erste Geothermie-Anlage der Landeshauptstadt. Das Heizwerk nutzt mitteltiefe Geothermie aus 1.300 Metern Tiefe, um klimafreundliche Fernwärme zu erzeugen. Nach Angaben der Stadtwerke deckt die Anlage etwa 15 Prozent des städtischen Wärmebedarfs ab und spart jährlich rund 7.500 Tonnen CO2 ein.

Die SWS hatten das Vorhaben über Jahre vorbereitet. In den 2010er-Jahren suchten Geologen mithilfe seismischer Untersuchungen nach geeigneten Schichten im Untergrund. Fündig wurden sie in einer ergiebigen Sandsteinformation, in der 56 Grad Celsius warmes Thermalwasser zirkuliert. Dieses wird über eine Förderbohrung an die Oberfläche gepumpt und gibt seine Wärme über Wärmetauscher an das Fernwärmennetz ab, bevor es wieder in die Tiefe zurückgeführt wird.

Weil die Temperatur für die direkte Einspeisung zu niedrig ist, erhöhen vier in Reihe geschaltete Wasser-Wasser-Wärmepumpen sie auf bis zu 82 Grad Celsius. Ihre Gesamtleistung liegt bei 7,35 MW. Im Winter wird die Vorlauftemperatur durch Erdgasbrenner auf bis zu 130 Grad Celsius angehoben. Damit bleibt die Versorgung auch an kalten Tagen stabil.

Viel Sand im Thermalwasser

Trotz günstiger geologischer Bedingungen brachte das Projekt technische Herausforderungen mit sich. Der lockere Sandstein führte zu unerwartet hohen Sandfrachten im geförderten Wasser, die den Einsatz zusätzlicher Filtertechnik nötig machten. Ein Abnehmer für das abgetrennte Material wird noch gesucht.

Die Schweriner FernwärmeverSORGUNG gilt bereits heute als besonders effizient. Externe Gutachter bescheinigen ihr einen Primärenergiefaktor von 0,29 – deutlich besser als der bundesweite Durchschnitt von 0,7. Der Wert ist im Gebäudeenergiegesetz (GEG) relevant, da er für die Energiebilanz von Neubauten und Sanierungen entscheidend ist. Kundinnen und Kunden der SWS können so Klimaschutzauflagen ohne eigene Investitionen erfüllen.

Das Projekt Lankow I ist Teil des Forschungsverbunds „DeCarbSN“, in dem die Universität Göttingen und das Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik mitwirken. Ziel ist es, das Potenzial mitteltiefer Geothermie im Norddeutschen Becken zu erschließen. Das Bundeswirtschaftsministerium fördert das Vorhaben von 2023 bis 2027 mit acht Millionen Euro. Nach Angaben der SWS könnten die in Schwerin gewonnenen Erkenntnisse in andere Städte übertragen werden, die ähnliche geologische Strukturen aufweisen.

Bis zu 60 Prozent erneuerbare Wärme

Bis 2035 wollen die Stadtwerke den Anteil erneuerbarer Wärme deutlich steigern. Geplant ist, die Förderleistung in Lankow auf bis zu 500 Kubikmeter pro Stunde auszubauen und so 60 Prozent des Fernwärmeverbedarfs zu decken. Parallel wächst das Netz: heute sind 63 Prozent der Haushalte angeschlossen, bis 2035 sollen es 80 Prozent sein.

Trotz logistischer Herausforderungen – Schwerin liegt in einer weitläufigen Seenlandschaft – soll das Wärmenetz weiter verdichtet werden. Stadtwerke-Geschäftsführer Hanno Nispel sieht die Geothermie als zentralen Baustein, um das Ziel einer klimaneutralen Stadt bis 2035 zu erreichen: „Wir gestalten die Wärmewende aktiv und nachhaltig, im engen Schulterschluss mit der Landeshauptstadt.“

Den vollständigen Beitrag lesen Sie in der E&M-Printausgabe vom 1. November. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Alte Kohlekraftwerke zu Speichern umbauen



Quelle: Aalborg CSP

SOLARTHERMIE. Das dänische Solarthermie-Unternehmen Aalborg CSP will stillgelegte Kohlekraftwerke in thermische Energiespeicher für Strom aus Wind und Sonne umwandeln.

In Europa stehen zahlreiche Kohlekraftwerke vor dem Aus. Die dänische Firma Aalborg CSP A/S sieht darin keine Altlasten, sondern Potenzial: Statt die Anlagen abzureißen, sollen sie künftig Strom aus erneuerbaren Quellen speichern. CSP steht für solarthermische Kraftwerke (Concentrated Solar Power). Das Unternehmen entwickelt dafür ein Konzept, das die bestehende Kraftwerksinfrastruktur weitgehend erhält und in thermische Speicher umwandelt.

Nach Angaben von Aalborg CSP wächst der Bedarf an Speicherkapazitäten stark, da mit zunehmender Stromerzeugung aus Wind und Sonne die Netzstabilität stärker von flexiblen Speichern abhängt. „Wir sehen in der Umwandlung von Kohlekraftwerken in Energiespeicher eine wirtschaftliche und klimafreundliche Lösung“, sagt Jens Taggart Pelle, Vizepräsident für den technischen Vertrieb bei Aalborg CSP. Eigentümer profitierten von geringeren Stilllegungskosten, neuen Einnahmequellen und einem verbesserten öffentlichen Image.

Salzspeicher statt Kohle

Laut dem Unternehmen lassen sich die meisten Komponenten eines Kohlekraftwerks weiter nutzen. Dampfturbinen, Generatoren und Wärmetauscher bleiben erhalten, während der bisher kohlebefeuerte Kessel durch ein neues System ersetzt wird. Dieses basiert auf sogenannter Power-to-Salt-Technologie: Überschüssiger Strom aus Wind- und Solaranlagen wird in Wärme umgewandelt und in geschmolzenem Salz gespeichert. Bei Bedarf erzeugt das System über ein Dampferzeugersystem wieder Strom.

Die Technik nutzt eine Carnot-Batterie, die das Salz auf rund 565 Grad Celsius erhitzt. Das Salz wird in zwei Tanks gelagert – einem heißen und einem kalten. Wird Energie benötigt, gibt das heiße Salz die gespeicherte Wärme über Wärmetauscher ab und treibt die Turbinen des bestehenden Kraftwerks an. Auf diese Weise kann das umgerüstete Kraftwerk weiterhin Strom und Wärme erzeugen, ohne fossile Brennstoffe zu verbrennen.

Beitrag zur Netzstabilität

Aalborg CSP sieht darin auch einen Beitrag zur Versorgungssicherheit. „Unsere Speichertechnologie kann das Netz stabilisieren, indem sie Energie aus erneuerbaren Quellen aufnimmt und zu Zeiten hoher Nachfrage wieder abgibt“, so Pelle. Gleichzeitig ließen sich Arbeitsplätze erhalten, da der Betrieb und die Wartung der umgebauten Anlagen neue Beschäftigungsmöglichkeiten böten.

Nach Unternehmensangaben existieren allein in Europa mehr als 250 Kohlekraftwerke, die in den kommenden Jahren stillgelegt werden sollen. Für ihre Eigentümer stellt sich die Frage, ob sich Investitionen in neue Speicherprojekte lohnen. Aalborg CSP argumentiert, dass die Umrüstung bestehender Anlagen kostengünstiger sei als der Bau neuer Speicher. Die vorhandene Infrastruktur könne über viele Jahre weiter genutzt werden.

Wirtschaftliche Chancen

Neben den ökologischen Vorteilen verweist das Unternehmen auf wirtschaftliche Chancen. Durch die Nutzung günstigen Stroms aus erneuerbaren Energien könnten Betreiber Betriebskosten senken und zusätzliche Erlöse durch Systemdienstleistungen erzielen. Auch Arbitragegeschäfte am Strommarkt seien möglich – also der Verkauf von gespeicherter Energie zu Zeiten hoher Preise.

„Unsere Berechnungen zeigen, dass die Umnutzung von Kohlekraftwerken die kosteneffizienteste Lösung ist“, erklärt Pelle. „So können Eigentümer nicht nur Rückbaukosten vermeiden, sondern aktiv an der Energiewende mitwirken.“ Das Konzept sei skalierbar und könne je nach Standortgröße und Netzbedarf angepasst werden.

Aalborg CSP entwickelt seit Jahren Anlagen für Solarthermie und industrielle Wärmespeicherung. Mit dem Ansatz, Kohlekraftwerke in thermische Speicher umzuwandeln, will das Unternehmen seine Technologie nun auf eine größere Systemebene bringen – als Bindeglied zwischen erneuerbarer Stromerzeugung, Netzstabilität und Wärmenutzung. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Fehlendes Wissen bremst Akzeptanz der oberflächennahen Geothermie



Quelle: Shutterstock

STUDIEN. Eine Studie der Universität Leipzig zeigt: Oberflächennahe Geothermie ist in Deutschland immer noch wenig bekannt. So werden Risiken dieser Technologie falsch abgeschätzt.

Eine bundesweite Befragung der Universität Leipzig zeigt Defizite beim Wissen über die Nutzung der oberflächennahen Geothermie. Obwohl die Mehrheit der Teilnehmenden erneuerbare Energien positiv bewertet, rangiert die Geothermie im Vergleich zu Solar- und Windkraft auf den hinteren Plätzen. Falsche Assoziationen mit Risiken der tiefen Geothermie verstärken bestehende Vorbehalte. Ziel der bundesweiten Befragung war es, den Status quo der öffentlichen Wahrnehmung und Akzeptanz der oberflächennahen Geothermie zu erfassen.

„Unsere Studie zeigt, dass Information entscheidend ist“, erklärt dazu Professorin Cornelia Wolf von der Universität Leipzig. „Geothermie wird bislang als eher unbekannte Energieform wahrgenommen. Wer mehr über die Technologie weiß, nimmt auch ihre Vorteile – etwa die Grundlastfähigkeit und die Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern – stärker wahr.“

Akzeptanz hängt an Kosten und Wissen

Als größte Hürde gelten laut Studie die hohen Investitionskosten und baulichen Anforderungen. Positiv hervorgehoben wird dagegen die langfristige und regionale Verfügbarkeit der Ressource. Eine enge Verbindung zeigt sich auch zwischen der Haltung zu Wärmepumpen und der Bewertung der Geothermie: Wer Wärmepumpen positiv einschätzt, erkennt eher den Nutzen der Erdwärmesitzung. Soziodemografische Faktoren spielen eine geringe Rolle.

Die Ergebnisse bilden die Grundlage für den nächsten Schritt im Projekt „EASyQuart-Plus“, das von der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Kultur (HTWK) Leipzig koordiniert wird. Ziel ist die Entwicklung neuer Kommunikationsformate, die Geothermie sichtbarer machen – etwa durch 3D-Visualisierungen und Virtual-Reality-Anwendungen.

Digitale Zwillinge für Stadtquartiere

Im Projekt „EASyQuart-Plus“ wollen die Forschenden außerdem digitale Modelle für geothermische Heiz- und Kühlsysteme entwickeln. Sie wollen Planungsprozesse vereinfachen und den Betrieb effizienter gestalten. Kern des Projekts ist die Kopplung von Simulationen der Vorgänge im Untergrund mit denen im Wärmeversorgungsnetz und im Gebäude samt Haustechnik – bis hin zur Entwicklung sogenannter digitaler Zwillinge von Erdwärmesondensystemen.

Das Forschungsvorhaben läuft von 2024 bis 2026 und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie mit 2,2 Millionen Euro gefördert. Neben der HTWK Leipzig und der Universität Leipzig sind das Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung sowie mehrere Praxispartner beteiligt. Ziel ist es, die Nutzung der oberflächennahen Geothermie in die Breite zu tragen und übertragbare Planungsgrundlagen für eine nachhaltige Wärmeversorgung zu schaffen. // VON HEIDI ROIDER

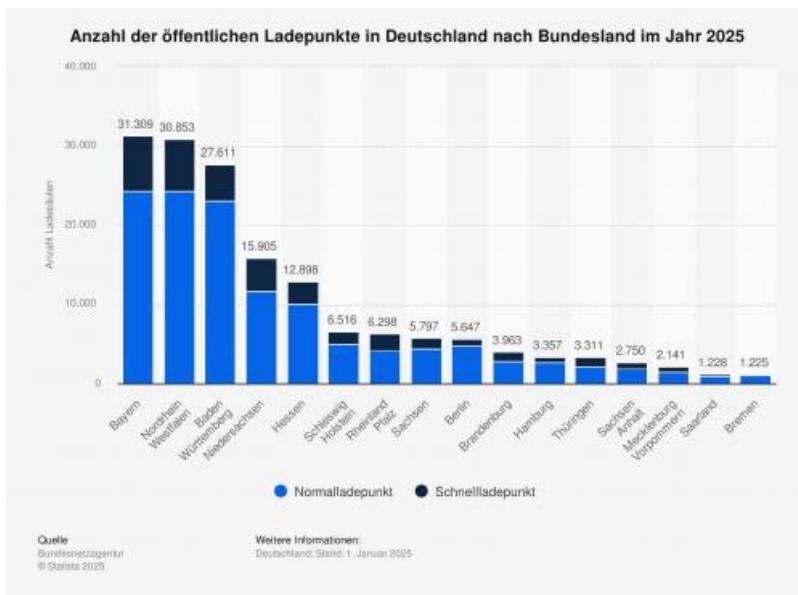
Diesen Artikel können Sie teilen: [f](#) [t](#) [in](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Öffentlichen Ladepunkte nach Bundesland



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



Zum Öffnen bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Deutschlandweit gab es zum 1. Januar 2025 insgesamt rund 161.700 öffentliche Ladepunkte für Elektrofahrzeuge. Mit etwa 31.300 Ladepunkten befanden sich die meisten im Bundesland Bayern. Die Bundesnetzagentur unterscheidet zwischen Normal- und Schnellladepunkten. Als Schnellladepunkte gelten laut Ladepunkte mit einer Leistung von mehr als 22 kW. Eine Statistik mit genauerer Unterteilung der Ladepunkte in Deutschland nach Leistungsklassen kann hier abgerufen werden. [// VON REDAKTION](#)

[^ Zum Inhalt](#)

 UNTERNEHMEN

Quelle: Pixabay / Jens P. Raak

Frankfurt verlängert mit Mainova

AUFTAG. Neuer Liefervertrag der Stadt für Mainova: Das kommunale Energieunternehmen hat sich bei der Ausschreibung für die Versorgung ab dem kommenden Jahr durchgesetzt.

Mainova wird die hessische Landeshauptstadt, der das Unternehmen mehrheitlich gehört, auch in den kommenden Jahren Strom und Erdgas beliefern. Wie der Versorger mitteilt, hat er sich bei der europaweiten Ausschreibung für den neuen Liefervertrag durchgesetzt. Der Vertrag tritt ab Jahresanfang 2026 in Kraft, heißt es.

„Diese Vertragsverlängerung bedeutet weit mehr als ein Geschäftsabschluss – sie ist ein starkes Zeichen für gegenseitiges Vertrauen und unsere gemeinsame Verantwortung für eine lebenswerte, klimafreundliche Zukunft“, kommentiert Mainova-Vorständin Diana Rauhut den Zuschlag.

Der Vertrag sieht die Lieferung von rund 154 Millionen kWh Strom im Jahr vor. Die Zahl der Lieferstellen beiziffert Mainova auf 2.500 – von kommunalen Einrichtungen über städtischen Gesellschaften und Stiftungen bis hin zu Vereinen. Die Erdgasmenge für städtische Gebäude summiert sich dem Vernehmen nach jährlich auf 141 Millionen kWh. Die Zahl der Lieferstellen beträgt rund 800.

Bis Ende 2030 sollen etwa 60, zumeist mit Erdgas beheizte, städtische Liegenschaften in Frankfurt – vor allem Schulen und Kitas – an das Mainova-Fernwärmennetz angeschlossen werden, teilt Mainova dazu weiter mit. Der Ausbau sei Teil eines Transformationsplans zur Dekarbonisierung und zur Erreichung der Klimaziele der Stadt. Mit den Arbeiten zum Anschluss der ersten Standorte sei im September des laufenden Jahres begonnen worden.

Die Mainova AG gehört zu rund 75 Prozent der Stadt Frankfurt, etwa ein Viertel der Anteile hält die Thüga. Der kommunale Versorger zählt 3.350 Mitarbeitende und erwirtschaftete im vergangenen Jahr einen bereinigten Umsatz in Höhe von 4,5 Milliarden Euro. // **VON MANFRED FISCHER**

 Zum Inhalt

Abo Energy nimmt Umspannwerke in den eigenen Bestand



Quelle: Katia Meyer-Tien

STROMNETZ. Bislang hat der Projektierer Abo Energy die Umspannwerke zusammen mit den Erneuerbare-Energien-Parks an den Betreiber veräußert. Das ändert sich nun.

Künftig nimmt Abo Energy Umspannwerke in Deutschland aus strategischen Gründen auch in den eigenen Bestand auf. „Das verschafft uns langfristig Vorteile beim Netzanschluss künftiger Projekte und eröffnet erhebliches Potenzial für zusätzliche Erträge“, sagte der für Unternehmensfinanzierung zuständige Geschäftsführer Alexander Reinicke in einer Mitteilung.

Wie Abo Energy auf Nachfrage der Redaktion mitteilte, gebe es praktische Aspekte für den Besitz: „Sofern wir in den jeweiligen Regionen mittelfristiges Ausbaupotenzial für weitere Erneuerbare-Energie-Parks sehen, dimensionieren wir Umspannwerke größer als es für den Netzanschluss der konkret geplanten eigenen Projekte notwendig wäre“, so ein Sprecher.

Laut Abo Energy führt dieser Skaleneffekt dazu, dass die Kosten des Netzanschlusses einzelner Wind- und Solarparks sinken. Das verbessere die Wirtschaftlichkeit der Projekte. Zudem verschaffe der Besitz eigener Umspannwerke dem Unternehmen einen Wettbewerbsvorteil bei der Flächen- und Projektakquise, da bereits Anschlussmöglichkeiten vorhanden seien. Auch die Projektentwicklung werde dadurch beschleunigt. Langfristig könne sich der Ansatz positiv auswirken, etwa beim Repowering bestehender Anlagen.

„Schließlich verschafft uns der Betrieb von Umspannwerken die Möglichkeit, Netzanschlüsse zu überbauen“, so der Sprecher weiter. Dadurch können demnach zusätzliche Erneuerbare-Energien-Anlagen an bestehende Netzanschlusspunkte angeschlossen werden. Beispielsweise könne so zusätzliche Solarkapazität an einem Netzanschlusspunkt angeschlossen werden, dessen Kapazität mit Windkraft eigentlich schon erschöpft sei. Diese doppelte Nutzung der Netzkapazität bringe erhebliches zusätzliches Erlöspotenzial.

Das sind die Risiken für Abo Energy

Nachgefragt zu den Risiken heißt es weiter: „Es besteht das Risiko, dass wir das Potenzial für einen weiteren Ausbau erneuerbarer Energien in bestimmten Regionen überschätzen, Umspannwerke zu groß dimensionieren und die geschaffene Anschlussleistung dann weder nutzen noch an Dritte vermarkten können.“ In einem solchen Fall könnten die Investitions- und Betriebskosten höher als die Einnahmen ausfallen. Der Betrieb des Umspannwerks wäre dann defizitär und die erwarteten Vorteile blieben aus.

In der Vergangenheit hat Abo Energy die errichteten Umspannwerke üblicherweise gemeinsam mit den angeschlossenen Energieparks anteilig an deren Betreiber veräußert. Künftig wird dagegen nur noch das Recht zur Stromeinspeisung verkauft.

Der Einspeiser erwirbt dieses Recht für die gesamte Laufzeit seines Energieparks und leistet im Gegenzug eine einmalige Zahlung, mit der er sich an den Investitionskosten des Umspannwerks beteiligt. Zusätzlich trägt er einen Anteil an den laufenden operativen Kosten. Abo Energy verpflichtet sich im Gegenzug, den Netzanschluss dauerhaft und zuverlässig sicherzustellen, einschließlich Versicherung, Verwaltung und Wartung der Anlage.

Das Unternehmen hat das neue Modell in diesem Jahr erstmals umgesetzt und zwei selbst errichtete Umspannwerke in Nordrhein-Westfalen – in Schwerte und Lennestadt – in den eigenen Bestand übernommen.

Abo Energy (ehemals Abo Wind) entwickelt und errichtet Wind- und Solarparks sowie Speicher- und Wasserstoffprojekte. Das im Jahr 1996 gegründete Unternehmen mit Sitz in Wiesbaden hat nach eigenen Angaben bislang Anlagen mit einer Leistung von 6.600 MW umgesetzt, etwa die Hälfte davon selbst errichtet. Weltweit beschäftigt Abo Energy mehr als 1.400 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter auf vier Kontinenten. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Enerfin setzt auf modulare Batteriespeichersysteme



Speicherprojekt von Enerfin in Großhausen.
Quelle: Enerfin AG

REGENERATIVE. Enerfin plant an fünf Standorten in Deutschland modular aufgebaute Batteriespeicher mit einer Kapazität von 200 MWh. Grundlage ist ein Produkt des Schwesternunternehmens Lynus.

Die Enerfin AG mit Sitz in Tuggen (Schweiz) und Berlin plant in Deutschland mehrere Batteriespeicherprojekte mit insgesamt rund 200 MWh Kapazität. Die schweizerische Projektgesellschaft finanziert, liefert, installiert und betreibt die Speicheranlagen. Zudem übernimmt Enerfin deren Vermarktung über langfristige Stromabnahmeverträge (Power Purchasing Agreements, PPA) oder im Open-Book-Modell.

Die Standorte liegen, wie das Unternehmen in einer Mitteilung vom 28. Oktober bekannt gibt, in Baden-Württemberg, Thüringen, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Bayern. Genaue Angaben macht Enerfin nicht. Nur so viel: Die einzelnen Anlagen umfassen Speicherkapazitäten zwischen zwei und über 15 MWh. Zum Einsatz kommen soll vor allem das Großspeichersystem „Greencube XL“ der Schwesternfirma Lynus AG. Dabei handelt es sich um ein modulares Großspeichersystem für den Einsatz in Co-Location-Projekten, bei denen bestehende Solarparks nachträglich um Batteriespeicher ergänzt werden. Da viele dieser Parks ursprünglich ohne Speicher geplant wurden, stellt die Integration häufig eine technische und logistische Herausforderung dar. So fehlt es etwa an geeigneten Flächen oder tragfähigen Wegen für Container und Schwerlastverkehr.

Vor diesem Hintergrund hat Enerfin gemeinsam mit Lynus das modulare System „Greencube XL“ entwickelt. Ein Cube verfügt über 835 kWh Speicherkapazität und 400 kW Leistung. Mehrere Einheiten lassen sich zu Clustern von bis zu 5 MWh kombinieren, zehn Cluster können zusammengeschaltet werden. Die Container erfüllen, wie es weiter heißt, den IP54-Standard und werden komplett geliefert – inklusive Fundamentsockel, Einzäunung, Wechselrichter sowie Flüssigkeitsheizung, -kühlung und Brandbekämpfungsanlage.

„Mit dem Greencube können wir uns schnell an die örtlichen Gegebenheiten anpassen, ohne dass der Planungsaufwand steigt“, stellt Enerfin-Chef Paul Hauser in Aussicht. Nur wenn die standardisierte Lösung nicht geeignet sei, greife das Unternehmen auf individuell konfigurierte Systeme zurück.

Kombination von Grün- und Graustromspeichern

Die modulare Bauweise ermöglicht es Enerfin, an einem Standort gleichzeitig grüne und graue Stromspeicher zu errichten. In einem Projekt in Baden-Württemberg werden beispielsweise drei Greencubes als Grünstromspeicher und vier weitere als Graustromspeicher eingesetzt. Beide Systeme sind über eine eigens entwickelte Software an den Stromhandel angebunden, die Energieflüsse steuert und Flexibilitäten automatisiert an Spotmärkten handelt.

Enerfin versteht sich als Komplettanbieter für dezentrale Energielösungen rund um erneuerbare Energien und Mieterstrom. Das Unternehmen kombiniert technologische Entwicklung, Projektfinanzierung und Betrieb der Anlagentechnik. Grundlage dafür ist die Hard- und Software des Schwesterunternehmens Lynus, die auf Machine-Learning-Algorithmen basiert und Energieflüsse optimiert.

Mit den neuen Projekten erweitert Enerfin sein Portfolio im Bereich stationärer Speicher deutlich. Das Unternehmen sieht darin einen wichtigen Schritt, um künftig mehr Flexibilität in regionalen Energiesystemen bereitzustellen – insbesondere in Verbindung mit bereits bestehenden Photovoltaikanlagen. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Neues Biomasse-Heizkraftwerk liefert Wärme für Hannover



Quelle: E&M

BIOMASSE. In Hannover-Stöcken fließt erstmals Energie aus dem neuen Biomasse-Heizkraftwerk von Enercity ins Wärmenetz.

Die Inbetriebnahme gilt als wichtiger Schritt auf dem Weg zum Kohleausstieg in der Stadt. Nach Angaben des Energieunternehmens sollen die CO2-Emissionen dadurch um rund 300.000 Tonnen pro Jahr sinken. Umweltminister Christian Meyer (Grüne) sprach von einem starken Signal für Niedersachsens klimaneutrale Energiezukunft. „Der Kohleausstieg, die Energiewende und der Klimaschutz kommen beschleunigt voran“, sagte der Grünen-Politiker.

Das neue Kraftwerk ist laut Enercity die erste Altholzverbrennungsanlage Deutschlands, die mit einer Großwärmepumpe an der Rauchgaskondensation betrieben wird. So könne der Brennstoff nahezu vollständig verwertet werden. Künftig soll das Heizkraftwerk jährlich bis zu 500.000 MWh Wärme für Hannover und den benachbarten Standort von Volkswagen Nutzfahrzeuge liefern. Für den Autobauer bedeute das eine Reduzierung der CO2-Emissionen gegenüber 2024 um mehr als 40 Prozent, sagte Steffen Reiche vom VWN-Markenvorstand.

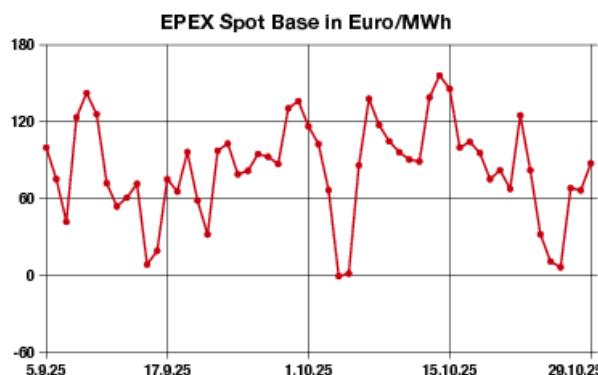
Enercity setzt beim Brennstoff ausschließlich auf nicht mehr recycelbares Altholz aus einem Umkreis von rund 150 Kilometern. Das Herzstück des Kraftwerks sei ein Rostkessel, der das Holz in mehreren Stufen trockne, entzünde und vollständig verbrenne, hieß es. Eine mehrstufige Rauchgasreinigung sorge dafür, dass Abgasgrenzwerte sehr deutlich unterschritten werden.

Das kommunale Energieunternehmen investiert nach eigenen Angaben rund 195 Millionen Euro in das Kraftwerk. Mit der Inbetriebnahme steige der Anteil klimaneutraler Fernwärme in Hannover auf bis zu 50 Prozent. // VON DPA

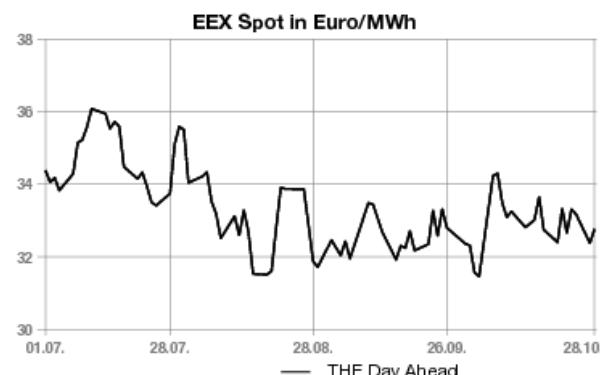
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energiekomplex durchweg im Aufwärtstrend



Quelle: E&M

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

Fester haben sich die Energienotierungen am Dienstag gezeigt, nachdem am Montag noch Abgaben zu verzeichnen gewesen waren. Das kleinschrittige Hin und Her ist Ausdruck einer Marktsituation, in der es an einem durchgehenden Trend fehlt. Für neue Impulse könnten die Gespräche zwischen den Präsidenten Donald Trump und Xi Jin Ping am Donnerstag sorgen.

Strom: Fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag gezeigt. Der Day-ahead gewann 21,00 auf 88 Euro/MWh im Base und 15,25 auf 98,25 Euro/MWh im Peak. An der Börse mussten für die Grundlast 87,72 Euro und in der Spitzenlast 98,07 Euro/MWh gezahlt werden. Ursache des Preisanstiegs beim Day-Ahead ist die geringere Erneuerbaren-Einspeisung von 31,6 Gigawatt, die für den Mittwoch erwartet wird. Für den Berichtstag hatten die Meteorologen von Eurowind noch 42,4 Gigawatt prognostiziert.

Am Donnerstag dürften laut den Meteorologen von Eurowind ähnlich hohe Wind- und Solarstrommengen geerntet werden wie am Mittwoch. Der Freitag fällt mit einer prognostizierten Erneuerbaren-Einspeisemenge von nur 19,8 GW etwas aus dem Rahmen. Für die Tage danach werden wieder Wind und Solarstrommengen jenseits der 30 GW erwartet. Am langen Ende gewann das Cal 26 bis zum Nachmittag 1,13 auf 87,12 Euro/MWh.

CO2: Der CO2-Markt zeigte sich am Dienstagnachmittag fester. Bis gegen 13.50 Uhr gewann der Dec 25 um 0,69 auf 78,46 Euro/Tonne, nachdem am Montag noch Abgaben zu verzeichnen waren. Umgesetzt wurden am Berichtstag bis zu diesem Zeitpunkt 14,8 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 78,78 Euro, das Tief bei 77,50 Euro. Wie auch Gas leidet CO2 derzeit unter einer milden Witterung, die laut dem US-Wettermodell die erste Novemberdekade anhalten soll und einem guten Windaufkommen, das gleichfalls noch einige Tage die Wetterlage prägen dürfte.

Erdgas: Fester haben sich die europäischen Gasmärkte gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 14.06 Uhr 0,365 auf 31,650 Euro/MWh. Am deutschen THE ging es für den Day-Ahead um 0,78 auf 32,84 Euro nach oben. Damit verharrt Gas in seiner überkommenen Trading-Range, die gut 25 Prozent unter den Notierungen des Vorjahres liegt. Der Füllstand der europäischen Gasspeicher ist zu Beginn der offiziellen Heizperiode kaum noch gestiegen: Mit 83 Prozent ist er damit 10 Prozentpunkte niedriger als im Durchschnitt der vergangenen fünf Jahre.

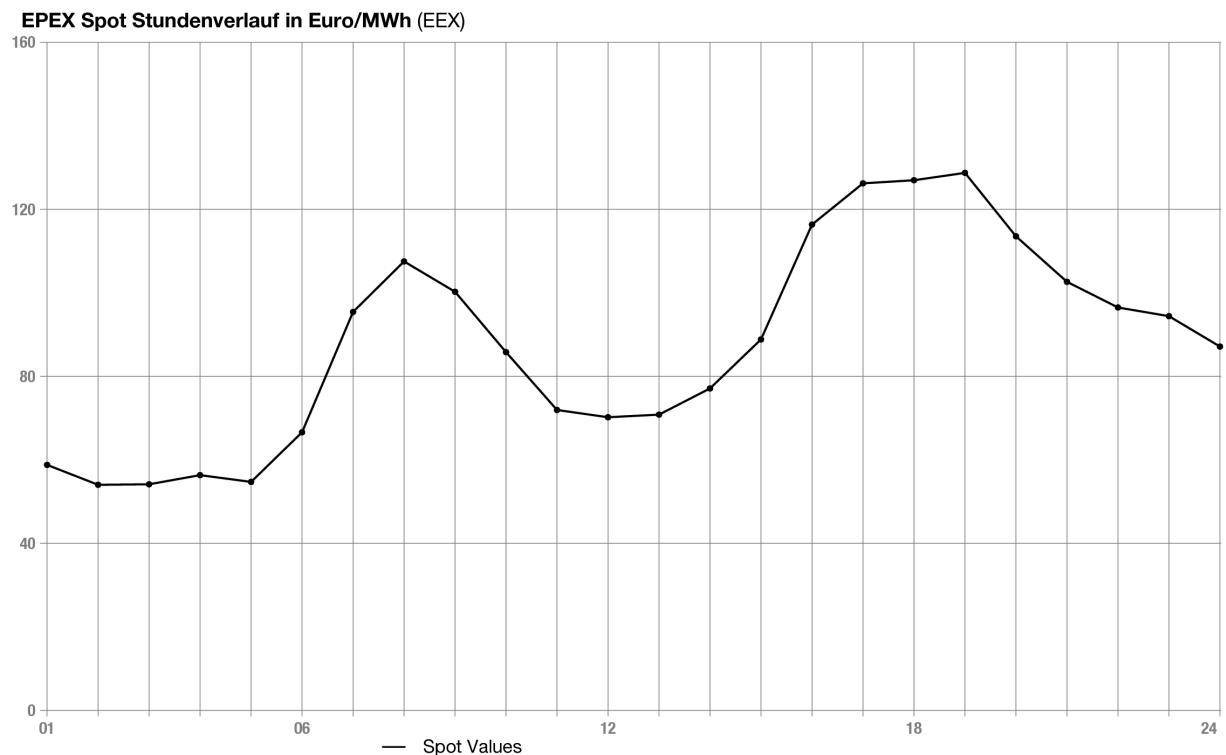
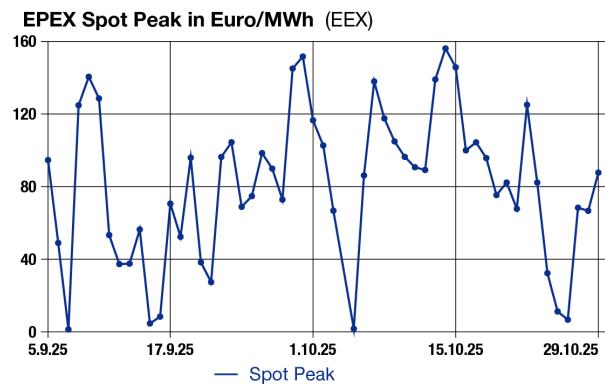
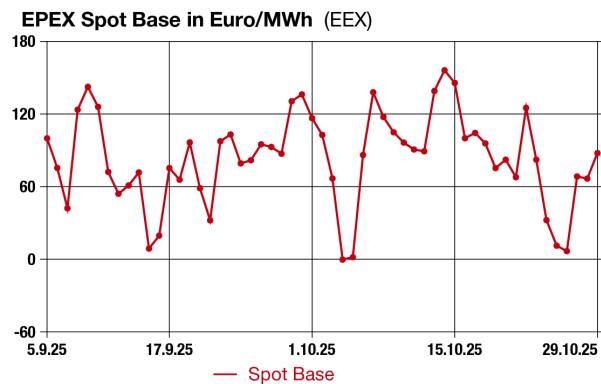
Die EU hatte im Sommer die ursprünglich strikte Vorgabe eines Füllstands von 90 Prozent am 1. November gelockert. Hintergrund ist dabei die nun flexiblere Versorgung mit LNG-Gas. Nur so ist auch zu erklären, dass die Marktteilnehmer am Markt weiterhin entspannt sind, heißt es von den Analysten der Commerzbank. Indes könnte bei einem kalten Winterbeginn, im Zuge dessen schneller ausgespeichert würde als üblich, die Stimmung schnell kippen.

Auf mittlere Sicht zeichnet sich aber weitere Entspannung ab: Die Internationale Energieagentur IEA hat in ihrem am Montag veröffentlichten mittelfristigen Ausblick bis 2030 eine Rekordwelle an neuen LNG-Verflüssigungskapazitäten in Aussicht gestellt. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt



Strom Terminmarkt

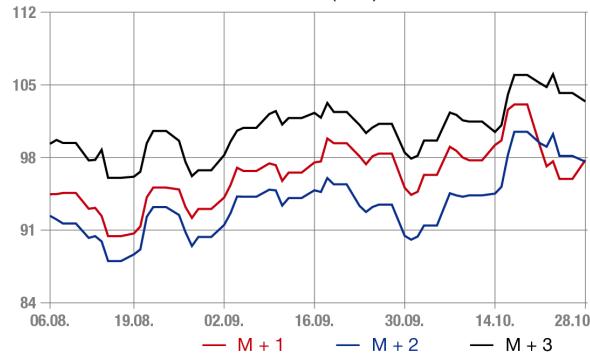
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	28.10.25	German Power Nov-2025	97,74
M2	28.10.25	German Power Dez-2025	97,60
M3	28.10.25	German Power Jan-2026	103,41
Q1	28.10.25	German Power Q1-2026	96,50
Q2	28.10.25	German Power Q2-2026	72,26
Q3	28.10.25	German Power Q3-2026	82,61
Y1	28.10.25	German Power Cal-2026	86,95
Y2	28.10.25	German Power Cal-2027	84,22
Y3	28.10.25	German Power Cal-2028	78,93

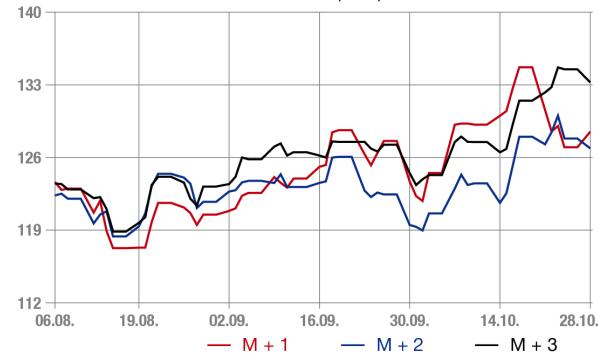
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	28.10.25	German Power Nov-2025	128,48
M2	28.10.25	German Power Dez-2025	126,88
M3	28.10.25	German Power Jan-2026	133,24
Q1	28.10.25	German Power Q1-2026	117,96
Q2	28.10.25	German Power Q2-2026	53,15
Q3	28.10.25	German Power Q3-2026	75,24
Y1	28.10.25	German Power Cal-2026	92,35
Y2	28.10.25	German Power Cal-2027	90,24
Y3	28.10.25	German Power Cal-2028	84,68

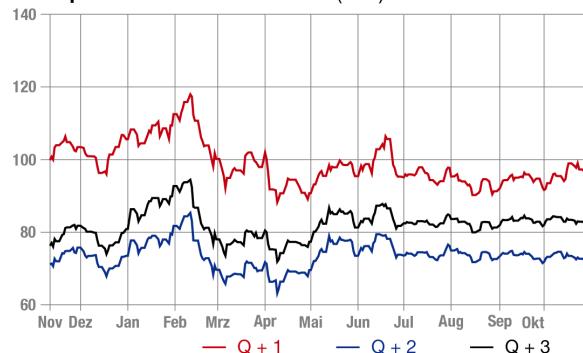
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



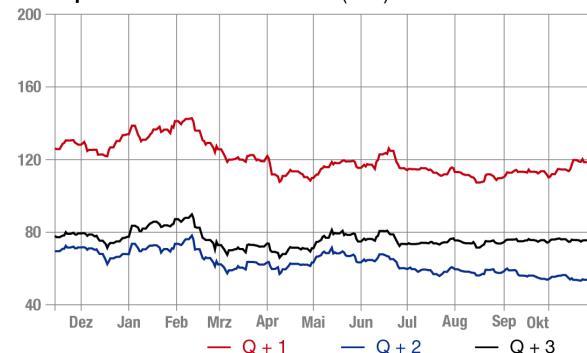
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



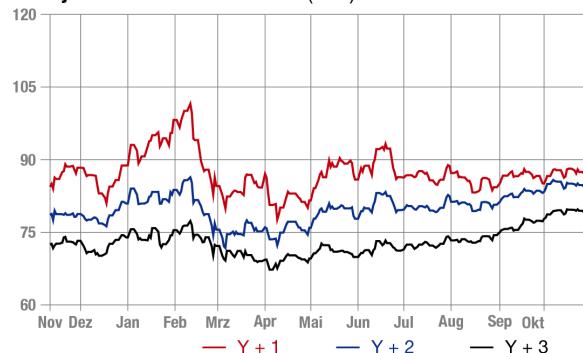
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



Gas Spot- und Terminmarkt

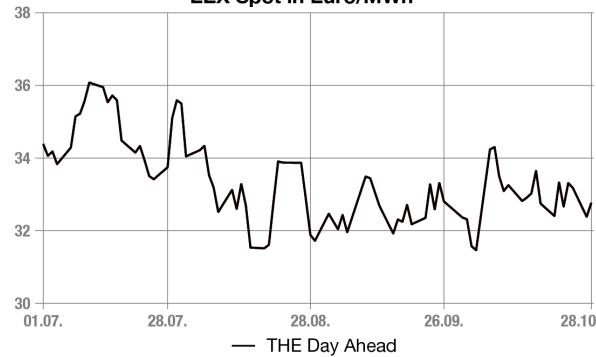
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	28.10.25	German THE Gas Nov-2025	32,64
M2	28.10.25	German THE Gas Dez-2025	32,81
Q1	28.10.25	German THE Gas Q1-2026	32,90
Q2	28.10.25	German THE Gas Q2-2026	31,25
S1	28.10.25	German THE Gas Win-2026	32,93
S2	28.10.25	German THE Gas Sum-2027	28,89
Y1	28.10.25	German THE Gas Cal-2026	32,03
Y2	28.10.25	German THE Gas Cal-2027	30,32

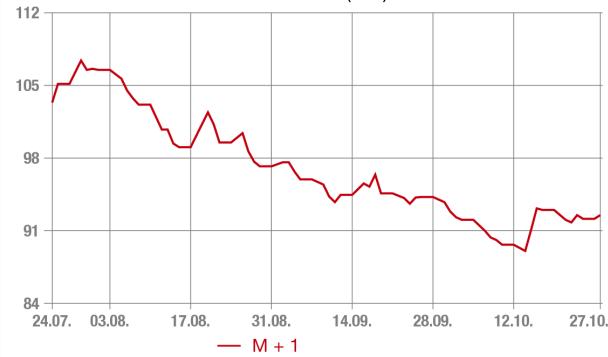
Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	28.10.25	87,72	EUR/MWh
Germany Spot peak	28.10.25	87,72	EUR/MWh
EUA Nov 2025	27.10.25	77,66	EUR/tonne
Coal API2 Nov 2025	28.10.25	97,05	USD/tonne

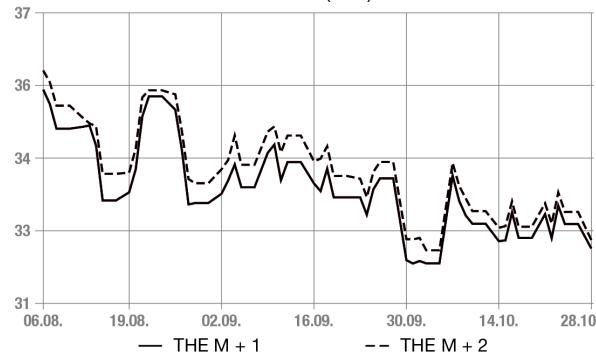
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



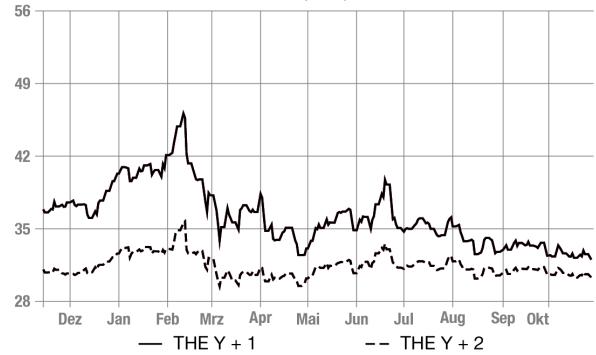
Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



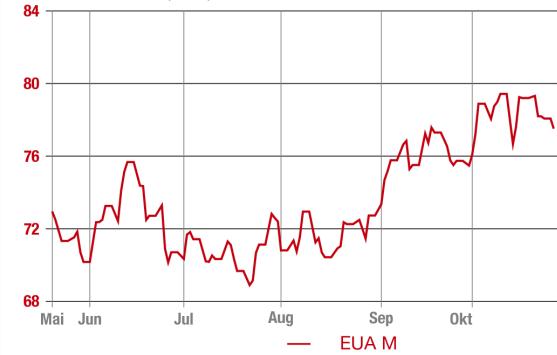
Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	28.10.25	32,77	EUR/MWh
German THE Gas Nov-2025	28.10.25	32,64	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	28.10.25	32,03	EUR/MWh
Crude Oil Brent Dez-2025	28.10.25	64,40	USD/tonne

Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



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



Verkäufer:in Landtechnik / Agrartechnik (m/w/d)

AGRAVIS ist mehr als Trecker & Ernte Die AGRAVIS Techniken sind Teil der AGRAVIS Raiffeisen AG un...
in Deutschland

vor 1 h

Ausbildung / Freie Mitarbeit



Manager:in für Beratung / Vertrieb Energiewirtschaft

Aufgaben Als Manager:in für die Dienstleister:innensteuerung kümmert du dich um die wirtschaftlich...
in Hannover

vor 1 h

Freie Mitarbeit Weiterbildung / Parkplatz



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 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

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

IHRE E&M REDAKTION:

Stefan Sagmeister (Chefredakteur, CVD print, Büro Herrsching)

Schwerpunkte: Energiehandel, Finanzierung, Consulting



Davina Spohn (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: IT, Solar, Elektromobilität



Günter Drewnitzky (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: Erdgas, Biogas, Stadtwerke



Susanne Harmsen (Büro Berlin)

Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



Korrespondent Brüssel: **Tom Weingärnter**

Korrespondent Wien: **Klaus Fischer**

Korrespondent Zürich: **Marc Gusewski**

Korrespondenten-Kontakt: **Atousa Sendner**



Fritz Wilhelm (stellvertretender Chefredakteur, Büro Frankfurt)

Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung



Georg Eble (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: Windkraft, Vermarktung von EE



Heidi Roider (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: KWK, Geothermie



Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



Darüber hinaus unterstützt eine Reihe von freien Journalisten die E&M Redaktion.

Vielen Dank dafür!

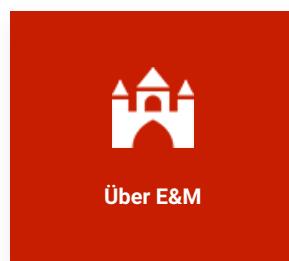
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



Über E&M



E&M Anzeigen-Vertrieb



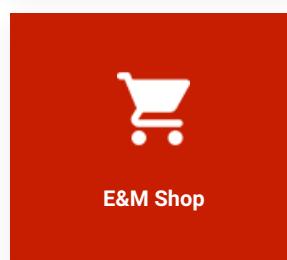
E&M Mediadaten



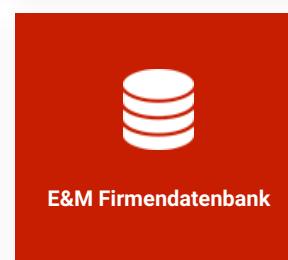
E&M Zeitung



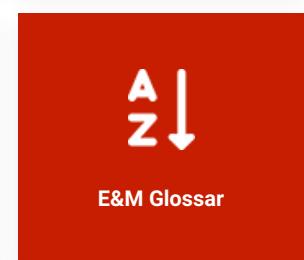
E&M Termine



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: 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. Zu widerhandlungen 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:

