



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM**87,47 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS**42,35 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES**190**

MWh Kapazität soll der Batterie-speicher im sachsen-anhaltini-schen Lutherstadt Wittenberg haben, für den der Entwickler Tesvolt jetzt Baurecht bekommen hat.

KLIMASCHUTZ

Das 1,5-Grad-Ziel wird in allen vier Szenarien verfehlt

GASKRAFTWER-KE

Engie sichert Fläche für H2-fähiges Gaskraftwerk

GAS

Equinor weitet Erdgasförderung in der Nordsee aus

Inhalt

TOP-THEMA

→ **F&E:** Mehrere Wasserstofftechnologien an einem Ort testen

POLITIK & RECHT

- **KLIMASCHUTZ:** Das 1,5-Grad-Ziel wird in allen vier Szenarien verfehlt
- **STROMSPEICHER:** Speicherbranche mit Eon-Anschlussverträgen unzufrieden
- **RECHT:** Hamburger „Zentrum für Ressourcen und Energie“ ein Fiasko

HANDEL & MARKT

- **GASKRAFTWERKE:** Engie sichert Fläche für H2-fähiges Gaskraftwerk
- **KERNKRAFT:** Schweiz steuert auf Referendum über die Kernkraft zu
- **OFFSHOREWIND:** USA zahlen nochmal für die Verhinderung von Windparks

TECHNIK

- **GAS:** Equinor weitet Erdgasförderung in der Nordsee aus
- **GEOTHERMIE:** Potsdam und Geoforscher erkunden Tiefengrundwasser
- **KERNKRAFT:** Ende einer Ära: Deutschlands Atommüll komplett zurück
- **ELEKTROFAHRZEUGE:** Forscher blicken tiefer in die Batterie
- **GAS:** Russland mit zweitem eisbrechenden LNG-Tanker

UNTERNEHMEN

- **BILANZ:** Stadtwerke Osnabrück: Gewinn mithilfe der Stadt
 - **WINDKRAFT OFFSHORE:** Das bisher größte deutsche PPA ist unter Dach und Fach
 - **STROMSPEICHER:** Baustart für Speicher mit 190 MWh in Sachsen-Anhalt
 - **GAS:** VNG macht mit algerischem Gasexporteur weiter
 - **SMART METER:** Energy Metering übernimmt Messstellenbetrieb für Maingau
 - **STATISTIK DES TAGES:** Stromerzeugung treibt Treibhausgas-Emissionen
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Hitzewelle stützt Strom-, Gas- und CO2-Preise
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Mehrere Wasserstofftechnologien an einem Ort testen



Der Verflüssiger kühlt Wasserstoff auf kryogene Temperaturen für Synergien mit supraleitenden Bauteilen. Quelle: Amadeus Bramsiepe / KIT

F&E. Das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) hat auf dem Campus Nord eine Forschungsplattform eröffnet, um Wasserstofftechnologien unter praxisnahen Bedingungen zu testen.

Mit der Inbetriebnahme der Hydrogen Integration Platform (HIP) hat das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) seine Forschungsinfrastruktur für Wasserstofftechnologien erweitert. Die neue Anlage auf dem Campus Nord in Karlsruhe verbindet verschiedene Demonstrationsanlagen entlang der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette.

Die Plattform wurde am 18. Juni 2026 auf dem Gelände des Energy Lab eröffnet. Forschende wollen dort Technologien für Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung von Wasserstoff unter realitätsnahen Bedingungen untersuchen.

Nach Angaben des KIT ermöglicht die HIP erstmals, mehrere Wasserstofftechnologien in einer gemeinsamen Infrastruktur zu testen. Dadurch sollen sich Wechselwirkungen zwischen einzelnen Komponenten und deren Einbindung in ein künftiges klimaneutrales Energiesystem analysieren lassen.

Forschung für die Praxis

Professor Oliver Kraft, Vizepräsident des KIT für Forschung, Lehre und Akademische Angelegenheiten, hob hervor, durch das HIP könnten neue Lösungen nicht nur im Labor entwickelt, sondern auch unter praxisnahen Bedingungen erprobt werden.

Kernstück der neuen Infrastruktur ist laut KIT das größte nicht-kommerzielle Wasserstoff-Verflüssigungssystem Deutschlands. Die Anlage kann täglich bis zu 50 Kilogramm Wasserstoff verflüssigen. Der verflüssigte Wasserstoff soll sowohl Forschungsprojekten des KIT als auch externen Partnern zur Verfügung stehen.

Darüber hinaus umfasst die Plattform Testumgebungen für Energiespeicher, Echtzeitsimulationen zur Integration von Wasserstofftechnologien in zukünftige Energienetze sowie Forschungsanlagen für neue Elektrolyseverfahren. Auch Wasserstoffantriebe für den Schienenverkehr sollen dort untersucht werden.

Strom und H2 gemeinsam transportieren

Ein weiterer Forschungsschwerpunkt ist der Aufbau einer Versuchsstrecke für eine hybride Energiepipeline. Nach Angaben des KIT soll diese Infrastruktur den gleichzeitigen Transport von flüssigem Wasserstoff und elektrischer Energie ermöglichen. Dafür kombinieren die Forschenden eine Leitung für tiefkalten Flüssigwasserstoff mit supraleitenden Stromkabeln. Diese können bei niedrigen Temperaturen elektrische Energie nahezu verlustfrei übertragen.

H₂ wird bei minus 252,85 Grad Celsius oder 21,15 Grad Kelvin (21,15 Grad wärmer als der absolute Gefrierpunkt) flüssig.

Das KIT sieht in diesem Konzept eine mögliche Lösung für den Transport großer Energiemengen über weite Entfernungen. Denkbar sei beispielsweise die Anbindung von Wind- und Solarparks oder Hafenterminals an Industrieanlagen, Flughäfen und Logistikzentren.

Professorin Tabea Arndt vom ITEP bezeichnet hybride Energiepipelines als mögliche Infrastruktur einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft. Durch die Kombination von Wasserstofftransport und Stromübertragung ließen sich Energieversorgung, Industrie und Mobilität flexibler koppeln.

Zudem wollen die Forschenden untersuchen, wie supraleitende Motoren für große Fahrzeuge von der Nutzung von Flüssigwasserstoff profitieren könnten. // [VON SUSANNE HARMSEN](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / bluedesign

Das 1,5-Grad-Ziel wird in allen vier Szenarien verfehlt

KLIMASCHUTZ. Die von Equinor aktuell vorgelegte Studie „Energieperspektiven 2026“ geht von restriktiveren energiepolitischen Prioritäten durch Regierungen weltweit aus.

Aus Anlass der geopolitischen Krisen und der in Folge gestiegenen Energiepreise verlagert sich die Aufmerksamkeit auf heimische Kapazitäten und kurzfristige Stabilität. Klimaschutz gerät unter Druck.

„Walls“, „Plazas“, „Silos“, „Arches“

Der norwegische Öl- und Gaskonzern hat anhand von vier Szenarien das Energie-Trilemma - Sicherheit, Erschwinglichkeit, Dekarbonisierung - beleuchtet: Die Szenarien unterscheiden sich darin, wie Regierungen und Märkte diese Ziele gewichten:

- „Walls“ – der aktuelle Kurs, der auf den heutigen Energiemärkten, politischen und technologischen Trends aufbaut
- „Plazas“ – eine Zukunft, geprägt von Wachstum, offenem Wettbewerb und Erschwinglichkeit
- „Silos“ – eine Welt, die auf Energiesicherheit und Resilienz ausgerichtet ist
- „Arches“ – ein Weg, bei dem nationale Prioritäten mit der Dekarbonisierung in Einklang stehen

Es handelt sich um Szenarien für die Exploration von Öl und Gas, die plausible Zukunftsbilder auf der Grundlage unterschiedlicher Annahmen von 2029 an veranschaulichen. Equinor versucht nur, mögliche Wege aufzuzeigen und eine Plattform für Debatten und fundierte Entscheidungen zu bieten, statt Ergebnisse vorherzusagen. Mit den Szenarien wird somit eine Bandbreite möglicher Entwicklungspfade aufgezeigt.

Mix aus Konjunktur und Energiemix

Als entscheidende Determinanten des globalen Primärenergieverbrauchs werden das Wirtschaftswachstum und der Energiemix identifiziert. Dabei reicht die Spanne beim Primärenergieverbrauch – stets von 2025 aus gerechnet – je nach Szenario von einem Plus von 15 Prozent bis 2050 („Plazas“) bis zu einem Rückgang um 13 Prozent („Arches“). In „Walls“ wird nach einem zunächst noch leichten Anstieg 2035 ein Plateau erreicht. In „Silos“ sinkt der Primärenergieverbrauch von bis 2035 um etwa 6 Prozent.

Die Energiewende findet in allen Szenarien statt, nur sind die Gründe dafür und die Intensität unterschiedlich. Die energiebezogenen Netto-Treibhausgas-Emissionen sinken in allen Szenarien. Im klimatisch günstigsten Pfad „Arches“ gehen sie bis 2050 um 60 Prozent auf 14,4 Milliarden Tonnen zurück. Von dem Rückgang entfallen 1,6 Milliarden Tonnen auf Abscheidung und Speicherung beziehungsweise Weiterverwendung von CO₂ (CCUS).

Für die EU-27 rechnet Equinor bis 2050 mit einem Rückgang des Primärenergieverbrauchs zwischen einem Viertel und einem Drittel. Der Beitrag fossiler Energien vermindert sich in der Union von 65 Prozent auf Anteile zwischen 32 Prozent („Arches“) und rund 50 Prozent in „Silos“ und „Plazas“. Für „Walls“ werden 42 Prozent angenommen.

Fast keine Kohle und Öl mehr für Strom

Strom ist demnach entscheidend für die Dekarbonisierung. Der stärkste Anstieg der Nachfrage wird in „Arches“ erwartet, und zwar bis 2050 um mehr als 40 Prozent auf 3.933 TWh pro Jahr. Der Anteil von Ökostrom steigt je nach Szenario von 48 auf 70 bis 77 Prozent. Der Beitrag fossiler Energien geht von 29 auf 5 bis 10 Prozent zurück. Kohle und Öl verschwinden weitgehend aus dem Erzeugungsmix. Die Position der Kernenergie schwächt sich leicht ab, szenarioabhängig von 23 auf 16 bis 22 Prozent.

Die CO₂-Emissionen sinken in allen Szenarien drastisch, am stärksten um 80 Prozent in „Arches“ auf 500 Millionen Tonnen (vor CCUS). Die Studie ist unter equinor.com abrufbar. (hws) // VON HANS-WILHELM SCHIFFER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG





Neue Einnahmequelle für Stadtwerke

Der Batteriespezialist Tesvolt baut nicht nur Co-Location-Speicherprojekte und Batterieparks, sondern bietet auch die Vermarktung des Stroms an der Börse und gleichzeitig die Teilnahme am Regelenergiemarkt an. So erwirtschaften Stadtwerke besonders hohe Erlöse.

Tesvolt begleitet Stadtwerke von der ersten Idee bis zum laufenden Betrieb der Batteriespeicher. Kunden erhalten alle Leistungen aus einer Hand.

Besuchen Sie Tesvolt auf der **ees Europe 2026**

 **Messe München | Halle B2 | Stand 110**
 **23. – 25. Juni 2026**

// **JETZT TERMIN FÜR EES EUROPE VEREINBAREN** oder **Kontakt aufnehmen unter +49 (0) 3491 / 87 97 100**

Speicherbranche mit Eon-Anschlussverträgen unzufrieden



Quelle: Shutterstock / Nutthapat Matphongtavorn

STROMSPEICHER. Der Bundesverband Energiespeicher Systeme (BVES) fordert einen Branchendialog zu flexiblen Netzanschlussverträgen von Eon. Der Verband warnt vor pauschalen Einschränkungen für Speicher.

Am 18. Juni kündigte der Energiekonzern Eon an, das bislang im Netzgebiet der Tochter Schleswig-Holstein Netz eingesetzte Modell für sogenannte Flexible Connection Agreements (FCA) künftig konzernweit einzuführen. Dies stößt auf Widerstand der Speicherbranche.

Der Bundesverband Energiespeicher Systeme (BVES) begrüßt grundsätzlich den Einsatz flexibler Netzanschlussvereinbarungen für Batteriespeicher. Zugleich fordert der Verband eine stärkere Einbindung der Speicherbranche in die weitere Ausgestaltung der Regelungen.

Laut BVES können flexible Netzanschlüsse dazu beitragen, Speicherprojekte schneller ans Netz zu bringen und vorhandene Netzkapazitäten effizienter zu nutzen. FCA sollen insbesondere dort den Anschluss neuer Speicher ermöglichen, wo Netzkapazitäten vorübergehend begrenzt sind. Dafür akzeptieren Betreiber bestimmte Einschränkungen bei Bezug oder Einspeisung.

„Flexible Netzanschlussvereinbarungen können ein wichtiges Instrument sein, um den Speicherhochlauf zu beschleunigen und Netzengpässe pragmatisch zu überbrücken“, erklärte BVES-Geschäftsführer Urban Windelen. Entscheidend sei jedoch die konkrete Ausgestaltung. FCA müssten wirtschaftlich tragfähig, technisch nachvollziehbar und verhältnismäßig sein.

BVES: Wirtschaftlich nicht tragfähig

Kritisch bewertet der Verband die bislang bekannten Bedingungen des in Schleswig-Holstein entwickelten Modells. Aus Sicht vieler Speicherbetreiber seien die vorgesehenen Einschränkungen wirtschaftlich und operativ nicht tragfähig. Zudem bestehe die Gefahr, dass FCA dazu genutzt werden, Defizite bei Digitalisierung, Transparenz und moderner Netzführung auszugleichen.

Windelen betonte, Speicher dürften nicht dauerhaft unter den Bedingungen einer veralteten Netzführung betrieben werden. Maßstab müsse vielmehr der aktuelle Stand moderner Netzsteuerung sein. Der vollständige Netzanschluss müsse weiterhin der Regelfall bleiben.

Der BVES kritisiert außerdem den Entwicklungsprozess bei Eon. Nach Angaben des Verbands ist die Speicherbranche zunächst in die Erarbeitung der FCA eingebunden worden. Dieser Dialog sei jedoch nicht konsequent fortgeführt worden. Vor einer flächendeckenden Einführung bei einem der größten Verteilnetzbetreiber Deutschlands sollten die Marktakteure erneut beteiligt werden.

Eon verspricht schnellere Anschlüsse

Eon verteidigt den neuen Standard. Der Essener Energiekonzern sieht in den flexiblen Netzanschlussverträgen einen wichtigen Baustein für die Integration von Batteriespeichern. Nach Unternehmensangaben liegen den Eon-Netzgesellschaften bereits Anschlusszusagen für rund 25.000 MW Speicherkapazität vor. Hinzu kämen Anfragen für weitere Projekte mit einer Leistung von mehr als 500.000 MW.

Nach Angaben von Eon basiert das Modell darauf, den Betrieb von Batteriespeichern stärker an die tatsächliche Netzauslastung und die Einspeisung erneuerbarer Energien anzupassen. In Zeiten hoher

Auslastung können Netzbetreiber die Einspeise- oder Bezugsleistung zeitweise begrenzen. Im Gegenzug erhalten Betreiber einen schnelleren Netzanschluss.

Dialog für regionale Kriterien

Der BVES spricht sich gegen einen bundesweit einheitlichen Standardvertrag aus. Stattdessen schlägt der Verband einen Kriterienkatalog nach dem Baukastenprinzip vor. Demnach sollten nur jene Einschränkungen gelten, die im jeweiligen Netzgebiet tatsächlich erforderlich sind.

Darüber hinaus fordert der Verband eine Anpassung des Baukostenzuschusses. Da FCA die tatsächlich nutzbare Anschlusskapazität begrenzen, sollte nach Auffassung des BVES auch der Baukostenzuschuss entsprechend reduziert werden. Je stärker Speicherbetreiber netzdienliche Aufgaben übernehmen, desto höher solle die finanzielle Entlastung ausfallen.

Der Verband fordert deshalb einen erneuten Branchendialog zur Weiterentwicklung der FCA-Regeln. Ziel müsse es sein, die Integration von Speichern zu beschleunigen, die Systemstabilität zu stärken und gleichzeitig einseitige Festlegungen zu vermeiden. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Hamburger „Zentrum für Ressourcen und Energie“ ein Fiasko



Quelle: Fotolia / Stefan Welz

RECHT. Wegen Verdreifachung der Kosten bei einem zentralen Baustein der Hamburger Energie- und Wärmewende prüft ein kommunaler Aufsichtsrat jetzt, das Ex-Management in Regress zu nehmen.

Das Bau- und Finanzdesaster bei Hamburgs neuer Müllverbrennungsanlage am Volkspark hat möglicherweise ein juristisches Nachspiel. Der Aufsichtsrat der Hamburger Stadtreinigung hat nach Informationen der Deutschen Presse-Agentur in einer Sondersitzung am 18. Juni beschlossen, rechtliche Schritte gegen das damals verantwortliche Management zu prüfen.

Konkret gehe es auch um den langjährigen Geschäftsführer Rüdiger Siechau. Er stand drei Jahrzehnte an der Spitze der Stadtreinigung Hamburg (SRH), war Ende vergangenen Jahres in den Ruhestand gegangen.

Das Zentrum für Ressourcen und Energie (ZRE) wird seit April 2023 gebaut und sollte ursprünglich 2025 fertig sein. Doch das konnte nicht gehalten werden. Die am Anfang einkalkulierten Kosten in Höhe von rund 234 Millionen Euro stiegen auf 534 Millionen Euro, der Fertigstellungstermin rückte auf 2026 / 2027.

Ende April stellte sich dann heraus, dass alles noch schlimmer ist. Das Unternehmen will sich dazu nicht konkret äußern. Doch nach internen und externen Prüfungen ist nun unbestätigten Informationen zufolge von rund 750 Millionen Euro und weiteren jahrelangen Verzögerungen die Rede.

Dem Aufsichtsrat sei noch bis Ende vergangenen Jahres von den verantwortlichen Managern mitgeteilt worden, dass alles nach Plan laufe, sagte die Aufsichtsratsvorsitzende und Hamburger Umweltsenatorin Katharina Fegebank (Grüne). Die neue SRH-Chefin Daniela Enslein stellt die damalige Lage ziemlich anders dar als damals Siechau & Co.: „Weder die geplante Inbetriebnahme noch die Annahme, mit dem freigegebenen Budget auszukommen, entsprach den tatsächlichen Gegebenheiten.“

Aber der Kohleausstieg ist gesichert

Das ZRE gilt als wichtiger Baustein der Hamburger Wärme- und Energiewende. Die Anlage soll künftig im Winter bis zu 75 Megawatt Fernwärmeleistung liefern und im Sommer - wenn weniger Wärme nachgefragt wird - bis zu 22 Megawatt Strom.

Senatorin Fegebank betonte, die Fernwärmeversorgung in der Stadt sei trotz der weiteren Verzögerungen gesichert. Und auch das im Juli 2027 geplante Stilllegen des in den 1960-Jahren erbauten Kohlekraftwerks Wedel habe Bestand. Wedel soll durch den noch im Bau befindlichen „Energiepark Hafen“ abgelöst werden.

Die Müllverbrennungsanlage am Volkspark ist nicht das einzige Projekt, das im Zuständigkeitsbereich der Umweltbehörde aus dem Ruder gelaufen ist. So stiegen die Kosten der Klärschlammverbrennungsanlage Vera II im Hafen von ursprünglich 196 Millionen auf inzwischen 297 Millionen Euro. Einschließlich zweier Parallelprojekte liegt das Budget sogar bei 325 Millionen Euro. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Fotolia / Ralf Urner

Engie sichert Fläche für H2-fähiges Gaskraftwerk

GASKRAFTWERKE. Engie Deutschland treibt die Planung eines wasserstofffähigen Gaskraftwerks im Saarland voran. Der Versorger will damit an der Kapazitätsauktion teilnehmen.

Engie Deutschland hat sich auf einem Gelände im saarländischen Ensdorf eine Industriefläche gesichert und treibt die Planungen für ein wasserstofffähiges Gaskraftwerk voran. Das Unternehmen bereitet nach eigenen Angaben derzeit die erforderlichen Genehmigungsunterlagen vor und richtet das Projekt auf die geplanten Ausschreibungen im Rahmen der Kraftwerksstrategie der Bundesregierung aus.

Im Mittelpunkt der aktuellen Arbeiten stehen die Erstellung der immissionsschutzrechtlichen Unterlagen, die Abstimmung mit den zuständigen Unternehmen zu Gas- und Netzanschlüssen sowie die Vorbereitung der Teilnahme an einer Kapazitätsauktion der Bundesnetzagentur. Diese soll auf Grundlage des Stromversorgungssicherheits- und Kapazitätsgesetzes (StromVKG) erfolgen, dessen Entwurf derzeit im Bundestag ist.

Die Kraftwerksstrategie des Bundes sieht den Aufbau von rund 10.000 MW neuer wasserstofffähiger Gaskraftwerke vor. Die Anlagen sollen zunächst mit Erdgas betrieben werden können und perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt werden.

Eric Stab, CEO von Engie Deutschland, bezeichnete die Möglichkeit zur Entwicklung des Projekts in Ensdorf als wichtiges Signal für die Energiewende. Das Vorhaben könne zur Versorgungssicherheit beitragen und zugleich den Übergang zu einem klimaneutralen Energiesystem unterstützen.

Unternehmerische Entscheidung noch offen

Ob das Kraftwerk tatsächlich gebaut wird, ist allerdings noch offen. Die endgültige Investitionsentscheidung hängt nach Angaben des Unternehmens von mehreren Voraussetzungen ab. Dazu zählen ein Zuschlag in der Kapazitätsauktion der Bundesnetzagentur, positive Ergebnisse der laufenden Machbarkeitsstudien sowie der erfolgreiche Abschluss des Genehmigungsverfahrens.

Technische Eckdaten zum geplanten Kraftwerk hat Engie bislang nicht veröffentlicht. Weder zur vorgesehenen Leistung noch zum Investitionsvolumen liegen derzeit Angaben vor. Auch ein möglicher Zeitplan für den Bau wurde bislang nicht genannt.

Mit dem Projekt setzt Engie seine Strategie fort, erneuerbare Energien mit flexiblen Erzeugungskapazitäten zu kombinieren. Nach Unternehmensangaben gehören dazu neben Gaskraftwerken Batteriespeicher und Pumpspeicherkraftwerke. Das Unternehmen verfolgt das Ziel, seine Aktivitäten bis 2045 klimaneutral zu gestalten.

Im Saarland ist Engie seit mehr als 20 Jahren aktiv. Über die Mehrheitsbeteiligung an Energie „SaarLorLux“ arbeitet das Unternehmen gemeinsam mit den Stadtwerken Saarbrücken an der Energieversorgung der Region und an Projekten zur Transformation des Energiesystems.

Engie Deutschland mit Hauptsitz in Berlin gehört zur französischen Engie-Gruppe und entwickelt, errichtet sowie betreibt Energieanlagen. Das Kraftwerk Ens Dorf war ein deutsches Steinkohlekraftwerk mit einer installierten Leistung von 430 MW, das heißt, entsprechend leistungsstarke Netzanschlüsse sind bereits vorhanden. Es lieferte ab 1961 Strom, der letzte Block ging 2017 vom Netz.

// VON FRITZ WILHELM UND SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

SKYWORTH | Solavita

POWER WHERE LIFE HAPPENS

Your best friend of energy saving solutions

Meet **SKYWORTH Solar** at IntersolarEurope 2026
Hall A3.560
June 23-25, 2026

www.skyworthsolar.com SKYWORTH Solar

Schweiz steuert auf Referendum über die Kernkraft zu



Quelle: Pixabay / Ulrike Leone

KERNKRAFT. In der Schweiz gibt es eine neue Debatte um die Kernkraft. Eine Befragung des Wahlvolkes wird immer wahrscheinlicher.

In der Schweiz wird eine ernsthafte Debatte um neue Atomkraftwerke geführt. Der Nationalrat (vergleichbar mit dem deutschen Bundestag) und der Ständerat (vergleichbar mit dem Bundesrat) haben sich nun darauf verständigt, das seit 2017 geltende Verbot für den Neubau von Kernkraftwerken aufzuheben.

Anlass der aktuellen Diskussion ist die Volksinitiative „Jederzeit Strom für alle (Blackout stoppen)“. Sie will eine sichere Stromversorgung und Technologieoffenheit in der Schweizer Energiepolitik in der Bundesverfassung verankern. Der Schweizer Bundesrat (vergleichbar mit der Bundesregierung) empfiehlt zwar die Ablehnung der Initiative, unterstützt jedoch deren zentrales Anliegen, das Verbot neuer Kernkraftwerke aufzuheben. Deshalb legte die Regierung einen „indirekten Gegenvorschlag“ vor, der eine Änderung des Kernenergiegesetzes vorsieht.

Der Ständerat hatte dem indirekten Gegenvorschlag der Regierung bereits im März zugestimmt. Im Nationalrat entwickelte sich die Beratung deutlich kontroverser. Vor wenigen Tagen sprach sich zunächst eine knappe Mehrheit für die Rückweisung der Vorlage an den Bundesrat aus. Gefordert wurden zusätzliche Abklärungen insbesondere zu den Finanzierungsmöglichkeiten neuer Kernkraftwerke und zu möglichen finanziellen Risiken.

Nach Abschluss der Beratungen und mehreren knappen Abstimmungen - vor allem im Nationalrat - unterstützen nun seit dem 18. Juni Bundesrat, Nationalrat und Ständerat offiziell die Aufhebung des im Kernenergiegesetz verankerten Neubauverbots für Kernkraftwerke. Ob die Gesetzesänderung in Kraft tritt, könnte nun allerdings eine Volksabstimmung entscheiden.

In der Schweiz wurde der Ausstieg aus der Kernkraft 2017 in einer Volksabstimmung beschlossen. Anders als in Deutschland gibt es aber keinen festen Abschaltplan für bestehende Kernkraftwerke. Die Anlagen in Beznau, Gösgen und Leibstadt dürfen weiterhin betrieben werden, solange das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat als zuständige Aufsichtsbehörde die Sicherheit bestätigt.

An der aktuell geltenden Rechtslage ändert sich dadurch auch zunächst nichts. Das Verbot neuer Kernkraftwerke bleibt bis zum Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und bis zu einer möglichen Volksabstimmung bestehen.

In der Schweiz unterliegen Gesetzesänderungen aber dem sogenannten fakultativen Referendum. Die Bürger können über einen bereits vom Parlament gefassten Gesetzesbeschluss abstimmen. Werden innerhalb von 100 Tagen nach der amtlichen Veröffentlichung 50.000 gültige Unterschriften gesammelt, kommt es zu einer landesweiten Abstimmung, an der 5,5 Millionen Schweizer teilnehmen dürfen.

Ein Referendum gegen die Aufhebung des Neubauverbots gilt als wahrscheinlich. Unmittelbar nach dem Parlamentsentscheid kündigten Gegner der Vorlage entsprechende Schritte an. Kommt das Referendum zustande, werden die Schweizer Stimmberechtigten über die Änderung des Kernenergiegesetzes entscheiden.

In der politischen Debatte stehen sich zwei Lager gegenüber: Befürworter verweisen auf Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Technologieoffenheit. Gegner stellen vor allem die Wirtschaftlichkeit neuer Kernkraftwerke infrage und verweisen auf hohe Investitionskosten sowie mögliche

Auswirkungen auf den Ausbau erneuerbarer Energien. Das Thema Sicherheit hingegen spielt in beiden Lagern nur eine untergeordnete Rolle. // VON STEFAN SAGMEISTER

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

[^ Zum Inhalt](#)

USA zahlen nochmal für die Verhinderung von Windparks



Quelle: Unsplash / Nicholas Doherty

OFFSHOREWIND. Eine Dreiviertelmilliarde Dollar Steuergeld mehr hat die US-Regierung übrig, um einen Energieinvestoren von Offshorewind-Vorhaben wegzulotsen - hin zu Gaskraftwerken anderswo.

Die US-Regierung unter Trump hat angekündigt, 765 Millionen Dollar zu zahlen, damit der Projektentwickler Invenergy vier Pachtverträge für Windkraftanlagen vor den Küsten von New York, Kalifornien und Maine kündigt, berichtet die New York Times. Die Zeitung merkt an, dass das Unternehmen im Gegenzug erklärt hat, dieses Geld in den Bau von mindestens fünf neuen Gaskraftwerken im Mittleren Westen sowie in geothermische Projekte zu investieren.

Die Vereinbarung folge auf ähnliche Vereinbarungen zwischen der Regierung und Unternehmen, die über US-Offshore-Windpachtverträge verfügen. Laut der Nachrichtenagentur Reuters sind diese Schritte „Teil einer weitreichenden Initiative“ der Trump-Regierung, um US-Offshorewind-Projekte zu stoppen, „die sie als kostspielig und ineffizient ansieht“. Die Gesamtsumme der Ausgaben für Vereinbarungen mit Windkraftunternehmen beläuft sich durch den jüngsten Deal auf fast 2,6 Milliarden US-Dollar.

// VON SILVIA RAUSCH-BECKER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Quelle: Equinor

Equinor weitet Erdgasförderung in der Nordsee aus

GAS. Das staatliche norwegische Explorationsunternehmen Equinor will noch mehr Erdgas für den europäischen Markt aus dem Trollfeld holen.

Equinor und seine internationalen Partner investieren etwas mehr als 4 Milliarden norwegische Kronen (360 Millionen Euro) in die maritime Entwicklung des Erdgasfelds „Troll“ in der Nordsee, knapp 65 Kilometer westlich von Bergen. Das Vorhaben soll die Gasproduktion aus der Lagerstätte Troll West erhöhen und zusätzliche Liefermengen für den europäischen Markt erschließen, teilte das Unternehmen mit.

Das Projekt trägt den Namen „TWIN“ (Troll West Increased Gas Recovery North). Geplant sind zwei neue Förderbohrungen, die über eine Unterwasseranlage und eine Pipeline an die bestehende Infrastruktur angebunden werden. Zudem sollen bestehende Versorgungsleitungen erweitert werden. Die Inbetriebnahme ist nach Angaben von Equinor für 2028 vorgesehen.

Nach Unternehmensangaben soll das Projekt rund 11 Milliarden Kubikmeter Erdgas zusätzlich erschließen. „TWIN“ ist der dritte Entwicklungsschritt im Troll-A-Feld. Es soll die hohe Auslastung der Plattform Troll A sowie der Gasaufbereitungsanlage Kollsnes bis 2030 sichern.

An dem Projekt beteiligt sind neben Equinor die Unternehmen Petoro (Norwegen), Shell (Großbritannien), Total Energies (Frankreich) sowie Conoco Phillips (USA).

Equinor setzt bei der Entwicklung auf die Nutzung vorhandener Infrastruktur. Durch Standardisierung und die Wiederverwendung bestehender Anlagen sollen die Investitionskosten begrenzt und die Projektlaufzeiten verkürzt werden. Das Unternehmen verfolgt das Ziel, neue Unterwasserprojekte auf dem norwegischen Kontinentalschelf künftig schneller umzusetzen.

Das Trollfeld ist die wichtigste Erdgas-Lagerstätte Norwegens. Nach Angaben von Equinor befinden sich dort rund 40 Prozent der gesamten norwegischen Gasreserven. Das aus Troll geförderte Erdgas deckt etwa 10 Prozent des europäischen Gasbedarfs. Damit zählt das Feld zu den zentralen Versorgungsquellen Europas. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Verbund

**Energie speichern.
Die Region bereichern.**

Mehr erfahren!

Potsdam und Geoforscher erkunden Tiefengrundwasser



Vertreter und Projektverantwortliche von EWP und GFZ. Quelle: EWP Potsdam

GEOTHERMIE. Die Energie und Wasser Potsdam und das GFZ Helmholtz-Zentrum für Geoforschung haben einen Projektvertrag geschlossen. Weitere Standorte sollen geothermisch erschlossen werden.

Das erste Projekt steht, nun sollen weitere Standorte für die Nutzung hydrothermalen Geothermie gefunden werden. Die Energie und Wasser Potsdam GmbH (EWP) und das GFZ Helmholtz-Zentrum für Geoforschung haben dazu einen Projektvertrag unterzeichnet. Die Zusammenarbeit ist nach Angabe der EWP bis 2029 angelegt. Und sie ist Teil des Programms „Wärme mit Geothermie“.

Ziel der Zusammenarbeit sei die systematische Erschließung geothermischer Potenziale und deren langfristige Einbindung in das Potsdamer Wärmenetz, heißt es. Das GFZ übernehme wissenschaftliche Aufgaben bei Exploration, Reservoirerschließung, Bewirtschaftung und Monitoring. Die EWP verantworte die Gesamtplanung, Investitionen, technische Umsetzung sowie die Integration der Anlagen in das Wärmenetz, teilt der kommunale Versorger mit. 65 Prozent der EWP gehören den Stadtwerken Potsdam, 35 Prozent hält der Netzbetreiber Edis, an dem Eon eine Mehrheit hält.

Drei Jahre ist es her, dass die EWP die erste Tiefengeothermie-Bohrung abgeteuft hatte. Das hydrothermale Vorkommen befindet sich in rund 2.000 Meter Tiefe. Die Geothermie-Anlage soll einmal mehr als 4 MW Leistung für das Wärmenetz bringen. Etwa 20 Millionen Euro hatte die EWP nach eigenen Angaben für das Pilotprojekt in die Hand genommen. „Wir haben mit unserem ersten großen Geothermie-Projekt an der Heinrich-Mann-Allee bereits eindrucksvoll gezeigt, welches Potenzial in der Nutzung von Erdwärme in Potsdam steckt“, wird Carsten Schulte, technischer Geschäftsführer der EWP, zitiert.

Insgesamt 8 Geothermieprojekte

Im Juli vergangenen Jahres hatte die EWP sich frisches Kapital für die Wärmewende gesichert. Der Versorger schloss Kreditverträge mit einem Bankenkonsortium ab. Zuvor hatte der Aufsichtsrat die Aufnahme von Krediten in Höhe von insgesamt 375 Millionen Euro genehmigt. Mit dem Geld sei die Umsetzung zentraler Projekte der Wärmewende bis 2030 gesichert, hieß es damals. Die Kredite sollen nicht auf einmal abgerufen werden, sondern in Tranchen über die gesamte Projektlaufzeit hinweg bis zur Inbetriebnahme.

Nach Einschätzung des GFZ bietet die Geologie der Region günstige Voraussetzungen für die Nutzung hydrothormaler Geothermie. Projektleiter Professor Ingo Sass verweist auf mehrere potenzielle Reservoirhorizonte im Norddeutschen Becken. „In Potsdam könnten erstmalig mehrere Reservoirhorizonte erschlossen und genutzt werden“, so Sass.

Die EWP plant dem Vernehmen nach insgesamt acht Tiefengeothermie-Projekte. Diese sollen einen Beitrag zur schrittweisen Ablösung des seit 1995 betriebenen Heizkraftwerks leisten. Nach Angaben des Unternehmens sollen künftig mehrere dezentrale Erzeugungsanlagen die Wärmeversorgung übernehmen. Neben Tiefengeothermie sind dabei auch Flusswasserwärme, Blockheizkraftwerke sowie Power-to-Heat-Anlagen vorgesehen. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

Ende einer Ära: Deutschlands Atommüll komplett zurück



Quelle: Shutterstock / lassedesignen

KERNKRAFT. Mit dem letzten Castor-Transport nach Brokdorf ist die Rückführung deutscher Atommüll-Abfälle aus dem Ausland abgeschlossen. Noch fehlt ein Endlager.

Nach gut 30 Jahren ist die Rückführung des hochradioaktiven deutschen Atommülls aus der Wiederaufbereitung im Ausland abgeschlossen. Im Zwischenlager am stillgelegten Kernkraftwerk Brokdorf in Schleswig-Holstein waren am Abend des 17. Juni die letzten sieben Castor-Behälter mit radioaktiven Abfällen aus der Aufarbeitungsanlage Sellafield in Großbritannien angekommen.

„Die Verteilung der Rücktransporte aus den Wiederaufarbeitungsanlagen im Ausland auf mehrere Zwischenlager war ein wichtiger Faktor, um einen großen gesellschaftlichen Konflikt zu entschärfen“, sagte Umweltstaatssekretär Jochen Flasbarth (SPD). Dass dieser Kompromiss bis heute getragen habe, stärke das Vertrauen in die ergebnisoffene Endlagersuche. Die sieben Castoren für Brokdorf sollten ursprünglich im niedersächsischen Gorleben zwischengelagert werden.

6.670 Tonnen

Der Rücktransport deutscher Abfälle aus Frankreich war nach Angaben des Bundesumweltministeriums bereits mit dem letzten Transport von vier Behältern aus La Hague nach Philippsburg im November 2024 abgeschlossen worden. Aus Sellafield waren zudem 2020 sechs Behälter ins Zwischenlager Biblis und 2025 sieben Behälter ins Zwischenlager Isar gekommen. Von 1973 bis 2005 wurden insgesamt 6.670 Tonnen bestrahlte Brennelemente aus deutschen AKW zu Wiederaufarbeitungsanlagen gebracht - 5.359 Tonnen nach La Hague und 851 Tonnen nach Sellafield.

Das Zwischenlager in Brokdorf bietet nach Angaben der bundeseigenen BGZ Gesellschaft für Zwischenlagerung 100 Stellplätze für Behälter. Derzeit lagern dort 76 Castor-Behälter mit Brennelementen aus dem Kernkraftwerk Brokdorf und sieben Castor-Behälter aus der Wiederaufbereitung. Sie bleiben dort, bis sie in ein Endlager abgegeben werden können. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Forscher blicken tiefer in die Batterie



Quelle: Shutterstock / Roman Zaiets

ELEKTROFAHRZEUGE. Ein Forschungsteam hat neue Modelle entwickelt, die Batterie-Management-Systeme von E-Autos intelligenter machen. Sie erkennen Schäden früh und erhöhen die Lebensdauer der Batterie.

Ein Batterie-Management-System (BMS) steuert und analysiert den Stromspeicher eines Elektrofahrzeugs. Allerdings umfasst die Überwachung derzeit lediglich Spannungen, Ströme und Temperaturen der einzelnen Batteriezellen. Deren Alterung oder eventuelle Schäden lassen sich nur extern durch intensive Berechnungen prüfen. Im EU-Projekt Nemo haben die TU Graz, die Vrije Universiteit Brussel und Partner aus der Industrie intelligente Modelle und Algorithmen entwickelt, die die Überwachung von Sicherheit, Lebensdauer und Leistung von Batterien direkt im System des Fahrzeugs ermöglichen.

Gefahren vermeiden

„Wenn wir Fehler und Schäden einzelner Batteriezellen frühzeitig über das BMS erkennen, lassen sich viele Gefahren vermeiden“, erklärte dazu Christoph Drießen vom Institut für Fahrzeugsicherheit der TU Graz. Sein Team hat sich vor allem mit den Sicherheitsaspekten der Batterien befasst. Dafür untersuchten die Forschenden am institutseigenen Battery Safety Center Batteriezellen, die mechanisch deformiert wurden, um beispielsweise einen Parkschaden nachzustellen. Mit diesen Labordaten trainierten sie selbstentwickelte Modelle und Algorithmen, damit das BMS eigenständig Schäden erkennen und auf notwendige Wartungen hinweisen kann.

Um die hierfür benötigten Daten aus dem Zellinneren zu erhalten, setzen die Wissenschaftler mit der sogenannten elektrochemischen Impedanzspektroskopie (EIS) auf neue Sensorik, die im Fahrzeug den elektrischen Widerstand im Inneren der Zellen misst.

Interner Befund über Alterung

Zusätzlich haben die Grazer Forschenden ein Modell entwickelt, das die Volumenänderung der Zellen während des Be- und Entladens voraussagt. Da eine zu starke Ausdehnung den mechanischen Druck im Batteriepack erhöht und so Risse und Verformungen entstehen können, hilft dieses Modell dabei, das Risiko für interne Kurzschlüsse und thermische Spitzen zu minimieren. „Bisher zeigte eine Prüfung nur, wie stark die Kapazität im Vergleich zum ursprünglichen Batteriezustand abgenommen hat“, so Drießen. Mit den neuen Modellen erhalte man auch einen Einblick, was sich innerhalb der Zellen bei einem gewissen Alterungszustand ändert.

In einem Folgeprojekt soll an der Weiterentwicklung der Technologie und ihrer Überführung in Richtung industrieller Anwendung gearbeitet werden. // VON GÜNTER DREWNITZKY

[^ Zum Inhalt](#)

Russland mit zweitem eisbrechenden LNG-Tanker



Quelle: Shutterstock / Igor Grochev

GAS. Der arktische Gastanker „Konstantin Posjet“ wird auf der Swesda-Werft in Primorje im äußersten Osten Russlands in Dienst gestellt. Trotz westlichen Sanktionen.

„Der Serienbau von Schiffen der neuen Generation erleichtert die Flottenerneuerung. Hochtechnologische Frachttanker sind für den Einsatz unter den rauen arktischen Bedingungen am effizientesten. Ihre verbesserte Manövrierfähigkeit und die Eis-Klasse Arc-7 ermöglichen es ihnen, selbstständig zwei Meter dickes Eis ohne Eisbrecherunterstützung zu befahren“, tonte der russische Ministerpräsident Michail Mischustin anlässlich der Indienststellung von „Konstantin Posjet“.

Dies ist der zweite LNG-Tanker der neuen Generation arktischer Gastanker der Arc-7-Klasse. Das Typschiff „Alexey Kosygin“ war Ende Dezember 2025 in Dienst gestellt worden. Diese Schiffe können unter arktischen Bedingungen operieren und selbstständig Eisdicken von mehr als zwei Metern durchbrechen. Jeder LNG-Tanker fasst gut 172.000 Kubikmeter LNG und ist mit drei Ruderpropellern ausgestattet, die ebenfalls auf der Swesda-Werft vom Werk Saphir gefertigt wurden. Das Schiff ist 300 Meter lang, 48,8 Meter breit und hat eine Tragfähigkeit von 81.000 Tonnen. Das Antriebssystem leistet 60 MW.

Der Schiffbaukomplex Swesda befindet sich auf dem Gelände des Fernöstlichen Schiffbau- und Schiffsreparaturzentrums (FESRCC). Er wurde von einem Konsortium aus Rosneftegaz JSC, Rosneft Oil Company PJSC und Gazprombank gegründet. Rosneft liefert dem Komplex einen Pilotauftrag über 28 Schiffe. Das aktuelle Portfolio der Werft umfasst mehr als 60 Schiffe, darunter einen atomgetriebenen Eisbrecher der Lider-Klasse, Tanker der neuen Generation, Arktis-Shuttles, Gastanker und multifunktionale Versorgungsschiffe. // [VON MARTIN KLINGSPORN](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN

Stadtwerke Osnabrück: Gewinn mithilfe der Stadt

BILANZ. Osnabrücks Versorger bleibt weiter auf Konsolidierungskurs. Dank finanzieller Hilfe der Stadt reichte es 2025 zwar für einen stattlichen Gewinn. Das operative Ergebnis rutschte aber ab.

Die Stadtwerke Osnabrück befinden sich weiter im Umbruch. Die Nackenschläge der jüngeren Vergangenheit beschäftigen die Niedersachsen auch im dritten Jahr unter der Führung von Vorstand Daniel Waschow und Dirk Eichholz (Finanzen). Der ausgewiesene Gewinn von 21,5 Millionen Euro ist eine Steigerung um 7,4 Millionen Euro (52,5 Prozent), ohne erneute Finanzspritze der Kommune aber nicht denkbar.

Beim exklusiven Gespräch mit dieser Redaktion kommt Vorstand Daniel Waschow dann auch schnell auf die Herausforderungen zu sprechen. Die Erlössituation werde sich „nicht automatisch verbessern“, nur weil die Stadtwerke an Stabilität gewonnen und 2025 enorme 112 Millionen Euro investiert hätten. Das brauche Zeit. Im operativen Bereich, also den direkt beeinflussbaren Geschäftsfeldern, sackte das Ergebnis vor Steuern um 13 Millionen Euro auf ein Minus von 300.000 Euro ab.



Sehen die Stadtwerke Osnabrück stabil aufgestellt in herausfordernden Zeiten: Daniel Waschow (links) und Dirk Eichholz
Quelle: Volker Stephan

Allerdings ist dies eine erwartete Entwicklung, die offenbar nur mittelfristig zu bremsen sein wird. Denn Osnabrück hat sich nach den desaströsen Jahren 2021 und 2022 aus dem bundesweiten Energievertrieb zurückgezogen und damit Einnahmen, aber auch Risiken, bewusst ausgeschlossen. Wenn dann 2025 aus dem Geschäft mit Netzen, Anlagen und der Energieerzeugung weniger herauspringt, grüßt die rote Null beim operativen Ergebnis.

Stadt stärkt Tochter mit Verlustausgleich und Kapitalspritzen

Waschow und Eichholz betonen jedoch, dass das Jahr 2025 „deutlich über Plan“ geendet habe. Möglich ist dies, weil die Konzernmutter, die Stadt Osnabrück, Geld ins Unternehmen pumpt. Auf zwei Arten: dauerhaft durch die Übernahme der (leicht schrumpfenden) Millionendefizite von Nahverkehr (ÖPNV) und Bädern sowie durch 75 Millionen Euro, die in fünf Tranchen zu jährlich 15 Millionen Euro aufs Konto der Stadtwerke wandern sollen. Dadurch wuchs das Eigenkapital 2025 von 185 Millionen auf 231 Millionen Euro, und die für kreditgebende Banken wichtige Quote liegt nun bei mehr als 23 Prozent (2024: 20 Prozent).

Das Vorstandsduo ist bemüht, die wiedergewonnene Handlungsfähigkeit der Stadtwerke zu unterstreichen. Für die großen Aufwendungen im Wasser-, Wärme- und Netzbereich verbessere sich die Ausgangslage zusehends. Dies sei laut Daniel Waschow im Übrigen gelungen, ohne mit „McKinsey-Maßstäben“ im Unternehmen gekehrt zu haben. Heißt: Ein Stellen- und Spartenabbau ist bisher weder erfolgt noch geplant, da erscheint ein Verlust von Arbeitsplätzen wie in Bielefeld – 290 Stellen wollen die Ostwestfalen streichen (wir berichteten) – nicht einmal als Punkt am Horizont auszumachen.

Bleibt die Frage, womit Osnabrück Geld verdienen kann, wenn die Stadt nicht mehr ihre schützende Hand über das Unternehmen hält. Am Fluss Hase lautet die Antwort: mit den Bereichen des Energiegeschäfts, dem Hafen, der Parkraumbewirtschaftung, dem regulierten Netzgeschäft sowie dem geförderten Wohnungsbau und dem Glasfaser, das die Stadtwerke nun mit Partnern entwickeln.

Perspektivisch wolle der Versorger auch in Wärmeprojekte und Batteriespeicher investieren. Das wird dauern und damit muss die Kommune sich fürs Erste gedulden, bis das Geld den umgekehrten Weg auf ihr Konto nimmt.

Beim Blick auf den Umsatz der strategischen Geschäftsfelder fällt auf, dass die Verlustbringer ÖPNV/Parken (plus 1,5 Millionen Euro) und Bäder (60.000 Euro) leicht besser abschnitten. Das, so betont Dirk Eichholz, mache sich direkt bei der Kommune bemerkbar, deren Verlustausgleich geringer ausfällt.

Der Gesamtumsatz der Stadtwerke fiel von 594 Millionen Euro auf 515 Millionen Euro. Erzeugung, Netze und Anlagen sackten auf 440 Millionen Euro ab (von 511 Millionen Euro), Güterlogistik spielte 7,1 Millionen Euro ein (minus 800.000 Euro). Der Stromabsatz bei Endkunden war mit 461 Millionen kWh rückläufig (-16,6 Prozent) und sorgte für um 15 Prozent geringere Erlöse (2025: 124 Millionen Euro).

Der größte Schwund war bei Sondervertragskunden zu verzeichnen, der Absatz fiel um 25,8 Prozent auf 213 Millionen kWh. Gründe sind hier der Fokus auf regionalen Vertrieb und weniger risikobehaftete Branchen.

Ähnliches gilt für den Gassektor, wo die Stadtwerke mit 1,17 Milliarden kWh 15,3 Prozent weniger absetzten. Auch hier ging das Geschäft mit Sonderkunden besonders stark (44,9 Prozent) auf 222 Millionen kWh zurück. Insgesamt lag der Umsatz noch bei 110 Millionen Euro (-16,2 Prozent).

Ein Plus von 5,4 Prozent verzeichnete dagegen der Wärmeabsatz (53,3 Millionen kWh) dank neu erschlossener Gebiete und Immobilien. Der Umsatz kletterte hier um 500.000 Euro auf 7,5 Millionen Euro.

// VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIETRETT

**DAS KARRIEREPORTAL FÜR
DIE ENERGIEWIRTSCHAFT**

Rekrutieren Sie zielgenau in der
Strom-, Gas- und Wasserwirtschaft.

Energietechnik Erneuerbare Energien Energiemanagement

☎ 08152 93 11 88 🌐 www.energiejobs.online

Das bisher größte deutsche PPA ist unter Dach und Fach



Quelle: Fotolia / ptoscano

WINDKRAFT OFFSHORE. Amazon und Skyborn Renewables haben einen Stromabnahmevertrag über 600 MW aus dem Offshore-Windpark Gennaker geschlossen. Dies soll den Bau des Projekts in der Ostsee absichern.

Amazon und Skyborn Renewables haben einen Stromabnahmevertrag (Power Purchase Agreement, PPA) über eine Leistung von 600 MW aus dem Offshore-Windpark Gennaker unterzeichnet. Das teilten beide Unternehmen am 19. Juni mit. Nach Angaben der Vertragspartner handelt es sich dabei um den bislang größten einzelnen Stromabnahmevertrag in Deutschland und um eines der größten PPA-Projekte in Europa.

Der Vertrag soll die wirtschaftliche Grundlage für die Umsetzung des Offshore-Windparks schaffen. Laut Skyborn Renewables mit Hauptsitz in Bremen ermöglicht die langfristige Stromabnahmezusage den nächsten Schritt bei der Finanzierung und Realisierung des Vorhabens.

Der Windpark Gennaker entsteht rund 15 Kilometer nördlich der Halbinsel Fischland-Darß-Zingst in Mecklenburg-Vorpommern. Mit einer geplanten Gesamtleistung von bis zu 976,5 MW wird er nach Angaben des Unternehmens der dann größte Offshore-Windpark in der deutschen Ostsee. Vorgesehen sind 63 Windenergieanlagen mit einer Leistung von jeweils 15 MW.

Lediglich die 2023 von Total Energies ersteigerte Fläche O-2.2, an der auch BP beteiligt ist, würde einen noch leistungsstärkeren Ostsee-Windpark schaffen, doch Total hat sich von dem Projekt mittlerweile distanziert (wir berichteten).

Fertigstellung 2028 geplant

Skyborn hatte die Genehmigung für das umgeplante Projekt im Dezember 2025 erhalten. Die Bauarbeiten sollen nach dem Finanzierungsabschluss im Sommer 2026 beginnen. Die Inbetriebnahme ist bis Ende 2028 geplant. Nach Unternehmensangaben kann der Windpark anschließend jährlich mehr als eine Million Haushalte mit Strom versorgen.

Der Vertrag mit Amazon umfasst 61 Prozent der geplanten Gesamtleistung des Projekts. Der Technologiekonzern baut damit sein Portfolio an Stromabnahmeverträgen für erneuerbare Energien in Deutschland weiter aus. Nach eigenen Angaben verfügt Amazon hierzulande inzwischen über zwölf Projekte zur Erzeugung CO2-freier Energie mit einer Gesamtkapazität von mehr als 1.300 MW.

Wertschöpfung in Deutschland

Mit dem Windpark verfolgt Skyborn auch regionale Wertschöpfungseffekte. Nach Unternehmensangaben beläuft sich das Investitionsvolumen auf rund 3 Milliarden Euro. Die Fundamente für die Windenergieanlagen sollen von der EEW Special Pipe Constructions GmbH gefertigt werden. Das Unternehmen mit Sitz in Rostock produziert Großrohre und Fundamente für Offshore-Projekte. Die Fertigung erfolgt damit in unmittelbarer Nähe zum geplanten Standort des Windparks.

Die Ministerpräsidentin von Mecklenburg-Vorpommern, Manuela Schwesig (SPD), bezeichnete Gennaker als die größte Energieinvestition in der Geschichte des Bundeslandes. Der Stromabnahmevertrag zeige, dass große Unternehmen auf Windenergie aus Mecklenburg-Vorpommern setzen. Zudem könne die zusätzliche Stromerzeugung die Ansiedlung energieintensiver Industrien unterstützen und Beschäftigung in der Region sichern.

Das Projekt soll auch einen Beitrag zu den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung leisten. Deutschland strebt bis 2030 als Zwischenziel eine installierte Offshore-Windleistung von 30.000 MW an. Davon sind laut [Transparenzseite der Übertragungsnetzbetreiber](#) gut 11.000 MW zur Direktvermarktung angemeldet, das heißt, entweder realisiert oder kurz vor der Realisierung. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Baustart für Speicher mit 190 MWh in Sachsen-Anhalt



Quelle: Fotolia / malp

STROMSPEICHER. Tesvolt hat die Baugenehmigung für einen Batteriespeicherpark mit 190 MWh Kapazität in Wittenberg erhalten. Die Inbetriebnahme ist für 2028 vorgesehen.

Die Tesvolt AG hat die Baugenehmigung für einen Batteriespeicherpark im Wittenberger Stadtteil Apollensdorf erhalten. Nach Angaben des Unternehmens handelt es sich mit einer geplanten Speicherkapazität von 190 MWh um das bislang größte Speicherprojekt in der Unternehmensgeschichte.

Auf einer rund 20.000 Quadratmeter großen Gewerbefläche sollen insgesamt 36 Großspeicher mit einer Leistung von zusammen 60 MW installiert werden. Das Investitionsvolumen wird mit 35 Millionen Euro beziffert.

Der Netzanschluss soll über eine bereits vorhandene Hochspannungsleitung auf dem Gelände erfolgen. Zusätzlich ist der Bau eines Umspannwerks vorgesehen. Der regionale Verteilnetzbetreiber Mitnetz habe die erforderliche Anschlusskapazität bereits zugesagt, teilte das Unternehmen mit.

Zum Schutz eines nördlich angrenzenden Wohngebiets soll eine Schallschutzwand errichtet werden. Die Inbetriebnahme des Speicherparks ist für März 2028 geplant. Nach Angaben von Tesvolt wurde der Standort anhand technischer, regulatorischer und wirtschaftlicher Kriterien ausgewählt.

Der Speicherpark soll vor allem für den Energiehandel eingesetzt werden. Nach Unternehmensangaben stehen dabei Erlöse aus dem Arbitragehandel im Vordergrund.

Tesvolt entwickelt das Projekt bis zur Baureife und übernimmt die Errichtung der Anlage. Die Finanzierung sowie der spätere Betrieb sollen von einem Investor getragen werden. Der Speicherhersteller mit Sitz in Lutherstadt Wittenberg bezeichnet sich selbst als Anbieter und Systemintegrator von Batteriespeichersystemen für Gewerbe, Industrie und Utility-Scale-Anwendungen. Die Tochtergesellschaft Tesvolt Energy übernimmt auch ab 50 kW Leistung die Vermarktung von Speichersystemen im Energiehandel. Das Unternehmen wurde 2014 gegründet und hat nach eigenen Angaben weltweit mehr als 6.000 Speicherprojekte realisiert. // VON FRITZ WILHELM

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

[^ Zum Inhalt](#)

VNG macht mit algerischem Gasexporteur weiter



Quelle: Sonatrach

GAS. Der Leipziger Erdgasimporteur VNG hat mit der algerischen Sonatrach eine weitere Absichtserklärung unterzeichnet. Es geht um Wasserstoff und Methanemissionen.

Der Leipziger Energiekonzern VNG und der algerische Staatskonzern Sonatrach setzen ihre Zusammenarbeit im Bereich Wasserstoff fort. Beide Unternehmen haben ein neues Memorandum of Understanding (MoU) unterzeichnet, heißt es in einer Mitteilung von VNG. Es setzt eine bestehende Vereinbarung aus dem Jahr 2024 fort, zugleich wurde die Absichtserklärung um die Reduktion von Methanemissionen erweitert.

Die beiden Partner wollen Lieferketten für grünen Wasserstoff von Algerien nach Europa aufbauen. Besonders im Fokus sind mögliche Produktions- und Transportwege. Dabei soll auch geprüft werden, ob bestehende Erdgasinfrastruktur in Algerien künftig für den Transport von Wasserstoff genutzt werden kann. Mit der Nutzung vorhandener Leitungen könnten die Kosten eines Wasserstoff-Markthochlaufs begrenzt und der Aufbau neuer Infrastruktur beschleunigt werden.

Bereits im Oktober 2024 hatten VNG und Sonatrach im algerischen Oran eine Absichtserklärung zum Aufbau einer Wasserstoff-Wertschöpfungskette entlang des „SoutH2“-Korridors unterzeichnet. Mitunterzeichner waren auch der algerische Energieversorger Sonelgaz, der italienische Fernleitungsnetzbetreiber Snam, die italienische Projektgesellschaft Sea Corridor sowie die österreichische Verbund. Über die geplante Route könnte künftig Wasserstoff aus Nordafrika über Italien nach Österreich und Deutschland transportiert werden.

Verringerung von Methanemissionen

Neu aufgenommen wurde nun auch die Zusammenarbeit bei der Verringerung von Methanemissionen entlang der Gaswertschöpfungskette. Beide Unternehmen wollen Erfahrungen austauschen und gemeinsame Projekte entwickeln. Die Reduktion von Methan gilt als eine der kurzfristig wirksamsten Maßnahmen zur Verringerung der Klimawirkung des Energiesektors. Entsprechend gewinnt das Thema sowohl in Europa als auch in internationalen Energiepartnerschaften an Bedeutung.

Für VNG und ihre Mutter EnBW hat die Kooperation auch vor dem Hintergrund der europäischen Wasserstoff-Importstrategie eine wichtige Bedeutung. „Der Bedarf an emissionsarmen Energieträgern in Deutschland und Europa wächst stetig. Um diesem Bedarf gerecht zu werden, wird Europa weiterhin in hohem Maße auf entsprechende Importe angewiesen sein“, erklärte Hans-Joachim Polk, Vorstandsmitglied der VNG AG.

Algerien biete dafür langfristig großes Potenzial. Zugleich bezeichnete Polk die Reduktion von Methanemissionen entlang der Gaswertschöpfungskette als „zentralen Hebel für den Klimaschutz“. Die Zusammenarbeit mit Sonatrach solle dazu beitragen, Versorgungssicherheit und Dekarbonisierung miteinander zu verbinden. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Energy Metering übernimmt Messstellenbetrieb für Maingau



Quelle: Shutterstock / Shcherbakov Ilya

SMART METER. Die Octopus-Tochter Energy Metering stellt künftig intelligente Messsysteme für den hessischen Versorger bereit, installiert und betreibt sie.

Der Energieversorger Maingau mit Sitz im hessischen Obertshausen hat mit dem wettbewerblichen Messstellenbetreiber Energy Metering eine bundesweite Kooperation vereinbart. Die Tochtergesellschaft von Octopus Energy wird künftig die Bereitstellung, Installation und den Betrieb der intelligenten Messsysteme von Kunden der Maingau übernehmen. Dies geht aus einer gemeinsamen Mitteilung der Partner hervor.

Laut einer Sprecherin des Versorgers aus dem Rhein-Main-Gebiet gehört mit der Mainnetz zwar ein grundzuständiger Messstellenbetreiber zum Unternehmensverbund der Maingau. Die Mainnetz sei allerdings als Verteilnetzbetreiber und grundzuständiger Messstellenbetreiber nur in drei Kommunen im Landkreis Offenbach tätig. Die Maingau Energie sei hingegen bundesweit im Stromvertrieb tätig. Deren Kunden, insbesondere diejenigen mit dynamischen beziehungsweise flexiblen Tarifen, werden nun über die gesamte Wertschöpfungskette des intelligenten Messwesens hinweg von Energy Metering betreut.

In der Mitteilung heißt es weiter, Energy Metering könne auch „komplexe Einbausituationen“ bewältigen. Als Beispiel nennen die Partner „1:n“, also die Anbindung mehrerer Zähler an ein Smart Meter Gateway.

Energy Metering arbeitet eng mit sogenannten Meter Asset Providern (MAP) zusammen, beispielsweise mit dem britischen Infrastrukturinvestor Calisen oder der Energiesparte des australischen Finanzkonzerns Macquarie. Im vergangenen Jahr hatte Calisen angekündigt, dem wettbewerblichen Messstellenbetreiber aus der Octopus-Gruppe 100 Millionen Euro für die Hardware und die Installation von intelligenten Messsystemen zur Verfügung zu stellen.

Ein Meter Asset Provider übernimmt meist die Beschaffung der Geräte. Durch Mengenvorteile kann er im Regelfall bessere Konditionen für die Hardware erzielen, was sich finanziell direkt auf den Messstellenbetreiber auswirkt. MAP können auch den Einbau der Geräte vorfinanzieren, was den Cashflow des Messstellenbetreibers stärkt. Außerdem bieten MAP häufig auch an, über ihr Partnernetzwerk Installationskapazitäten und Dienstleistungen bereitzustellen, etwa Installationsschulungen oder die Smart-Meter-Gateway-Administration. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

Stromerzeugung treibt Treibhausgas-Emissionen



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 auf die Grafik klicken

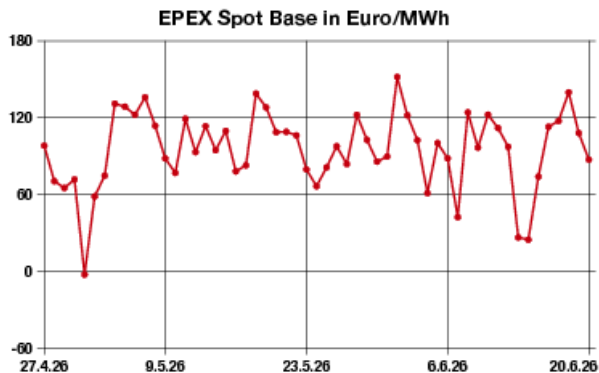
Quelle: Statista

Der Anstieg der weltweiten Treibhausgas-Emissionen wird vor allem von der Stromerzeugung getrieben. 2024 lagen die Emissionen in diesem Sektor um 104 Prozent über dem Niveau von 1990, stärker als in allen anderen Bereichen. Auch industrielle Verbrennung und Prozesse (+93 Prozent) sowie der Verkehr (+79 Prozent) verzeichnen deutliche Zuwächse. Insgesamt sind die Emissionen über alle Sektoren hinweg um 65 Prozent gestiegen. Das zeigen Daten der Emissions Database for Global Atmospheric Research der Europäischen Kommission. // **VON REDAKTION**

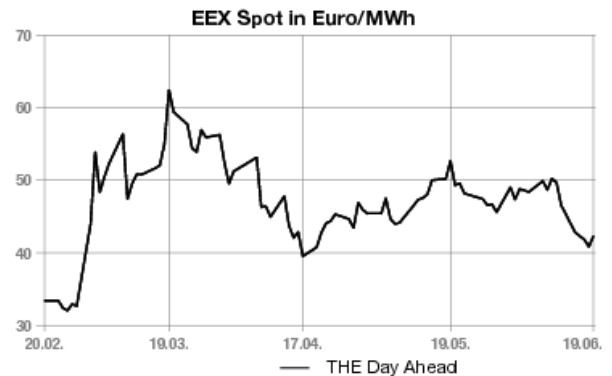
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Hitzewelle stützt Strom-, Gas- und CO2-Preise



Quelle: E&M

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

Zumeist fester haben sich die Energiemärkte vor dem Wochenende gezeigt. Zunächst hatte die Absage der Reise von US-Vizepräsident J.D. Vance in die Schweiz, wo er mit dem Iran verhandeln wollte, Besorgnisse an den Märkten genährt, dass sich das Rahmenabkommen zwischen den USA und dem Iran als wenig haltbar erweisen könnte.

Zudem entfaltet sich in Europa aktuell ein hochsommerliches Hitzeszenario mit seinen bullischen Effekten für die Energiemärkte. Einerseits müssen die französischen Kernkraftwerke ihre Leistung reduzieren, andererseits besteht ein höherer Energiebedarf für Kühlzwecke. Uneins sind sich die Wetterdienste darüber, wie lange die Hitze anhält. Nach dem US-Modell ist Mitte der neuen Woche mit einer Abkühlung zu rechnen.

Strom: Fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Freitag präsentiert, der damit die Tendenz der Primärenergieträger und von CO2 aufnahm. Der Montag wurde mit 153 Euro im Base gesehen. Für den Peak ergab sich eine Spanne von 120 bis 122 Euro, wobei bis zum frühen Nachmittag kein Handel zustande kam. An der Börse zeigte sich der Montag in der Grundlast ebenfalls bei 153 Euro. Der Freitag war am Donnerstag außerbörslich mit 108,50 Euro gesehen worden.

Der Samstag wurde an der Epex Spot mit 81,47 Euro im Base und 42,11 Euro im Peak auktioniert. Dabei ergaben sich auf Stundenbasis zwischen 12 und 15 Uhr negative Preise im einstelligen Cent-Bereich.

Der Preisanstieg von Freitag auf Montag ist auf den aufgrund der Hitzewelle hohen Kühlungsbedarf zurückzuführen, so ein Händler. „Außerdem gehen in Frankreich ebenfalls hitzebedingt Kernkraftwerke vom Netz oder werden in ihrer Leistung gedrosselt.“ Die Strompreise dürften infolge der Hitze bis Mitte der neuen Woche auf hohem Niveau bleiben. Wie lange die hohen Temperaturen anhalten, ist unter den Wetterdiensten umstritten.

Das US-Modell rechnet mit einer schnelleren Abkühlung als das europäische Wettermodell. Die Einspeisungen aus erneuerbaren Energien sind in den kommenden Tagen von wenig Wind geprägt und sollten sich laut Eurowind auf jeweils etwas mehr als 20 Gigawatt belaufen.

Am langen Ende legte das Strom-Frontjahr um 0,76 auf 93,01 Euro zu.

CO2: Auch die CO2-Preise haben sich am Freitag etwas fester gezeigt. Bis gegen 13.40 Uhr gewann der Dec 26 um 0,44 auf 80,45 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 10,5 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 80,48 Euro, das Tief bei 79,22 Euro. Für die Aufschläge dürfte die wetterbedingt hohe Stromnachfrage eine wichtige Rolle spielen, die den Bedarf an CO2 erhöht.

Erdgas: Fester haben sich die europäischen Gaspreise am Freitag gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.40 Uhr um 1,490 auf 42,615 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE kletterte der Day-ahead um 1,765 auf 42,615 Euro.

Die Gaspreise waren wieder gestiegen, nachdem Vance die Reise in die Schweiz zu Verhandlungen mit dem Iran abgesagt hatte. Das israelische Militär griff zudem ungeachtet des Rahmenabkommens mit dem Iran Ziele im Libanon an. Zuletzt machten aber Meldungen über einen Waffenstillstand zwischen der Hisbollah und Israel die Runde.

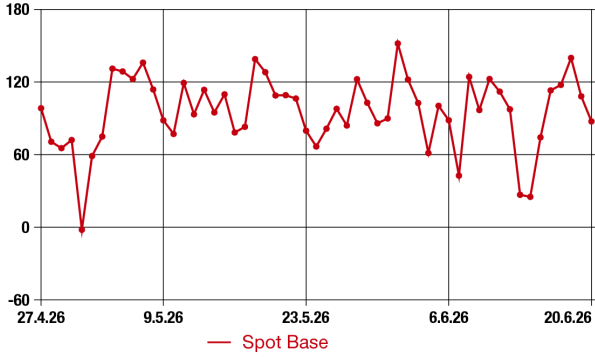
Kurzfristig könne der Gaspreis aufgrund wieder anlaufender Lieferungen durch die Straße von Hormus etwas zurückgehen, so die Analysten der Commerzbank. Preisrisiken nach oben dürfte es beim Gaspreis aber wegen einer durch das Wetterphänomen El Nino und die damit einhergehenden höheren Temperaturen verursachten stärkeren LNG-Nachfrage aus Asien geben. Auch die niedrigen Gasspeicherfüllstände in Europa sprechen eher für Aufwärtsdruck beim Gaspreis. Der Gaspreis dürfte auch im kommenden Jahr höher sein als vor dem Krieg. // [VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN](#)

[^ Zum Inhalt](#)

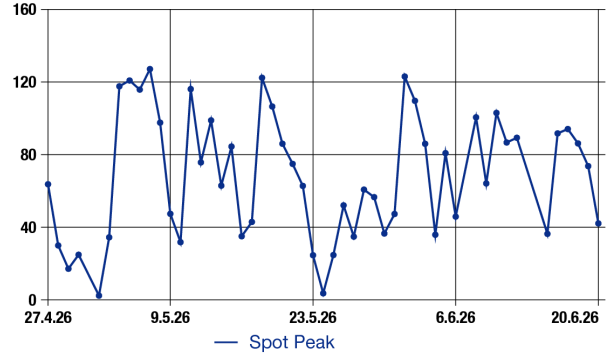
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

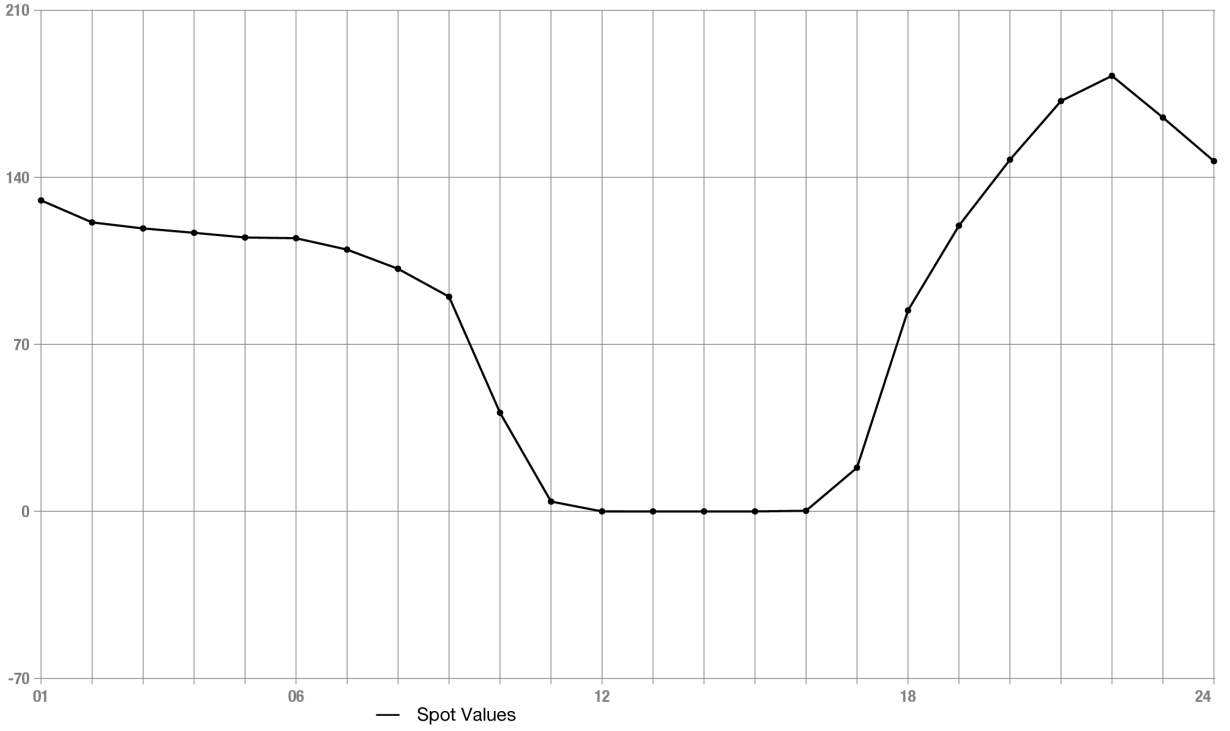
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

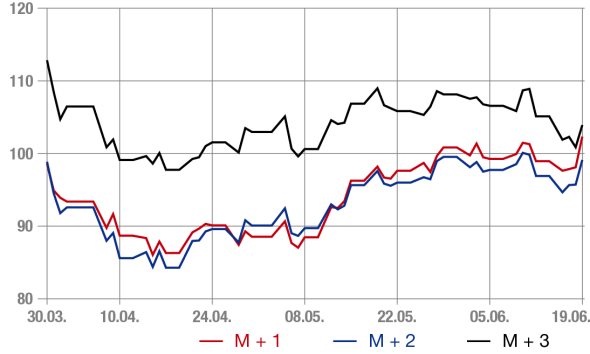
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.06.26	German Power Jul-2026	102,32
M2	19.06.26	German Power Aug-2026	99,11
M3	19.06.26	German Power Sep-2026	103,91
Q1	19.06.26	German Power Q3-2026	101,76
Q2	19.06.26	German Power Q4-2026	113,86
Q3	19.06.26	German Power Q1-2027	109,69
Y1	19.06.26	German Power Cal-2027	93,01
Y2	19.06.26	German Power Cal-2028	81,79
Y3	19.06.26	German Power Cal-2029	75,64

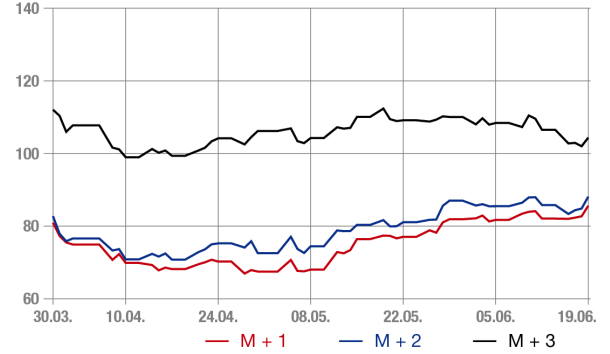
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	19.06.26	German Power Jul-2026	85,60
M2	19.06.26	German Power Aug-2026	88,10
M3	19.06.26	German Power Sep-2026	104,36
Q1	19.06.26	German Power Q3-2026	92,65
Q2	19.06.26	German Power Q4-2026	138,57
Q3	19.06.26	German Power Q1-2027	128,51
Y1	19.06.26	German Power Cal-2027	98,19
Y2	19.06.26	German Power Cal-2028	87,47
Y3	19.06.26	German Power Cal-2029	81,25

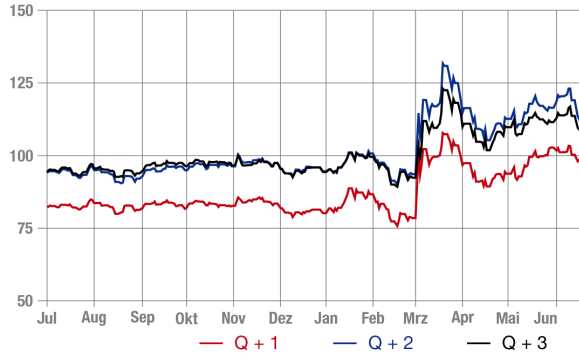
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



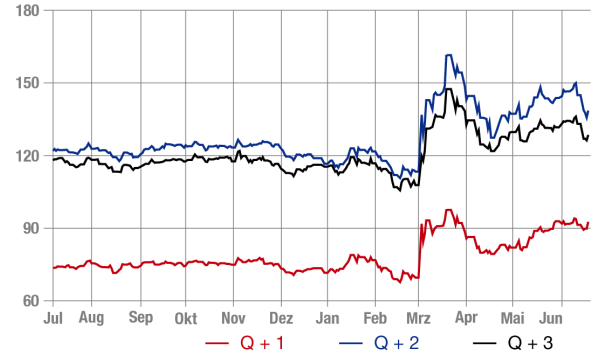
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



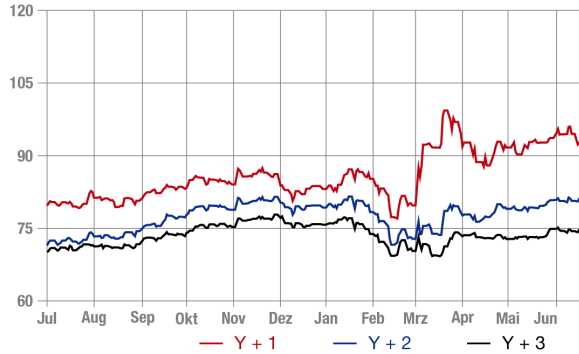
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



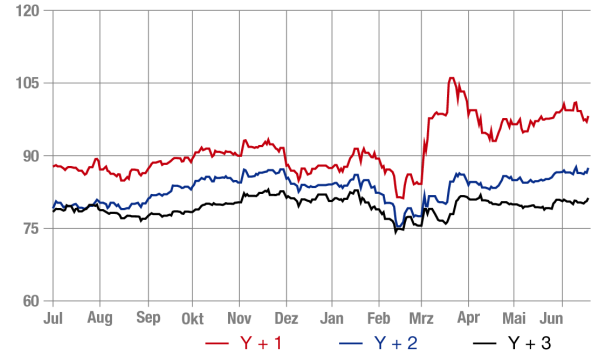
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



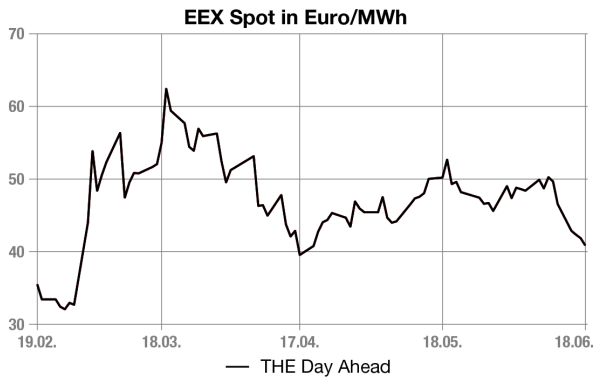
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



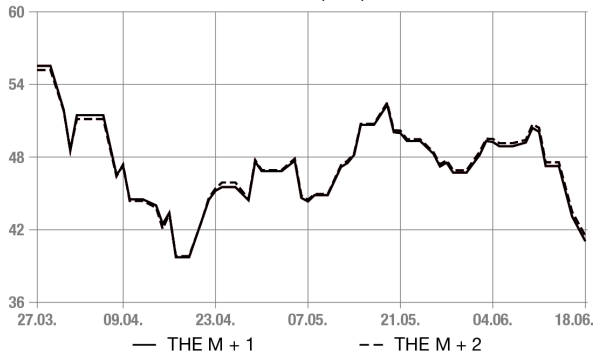
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

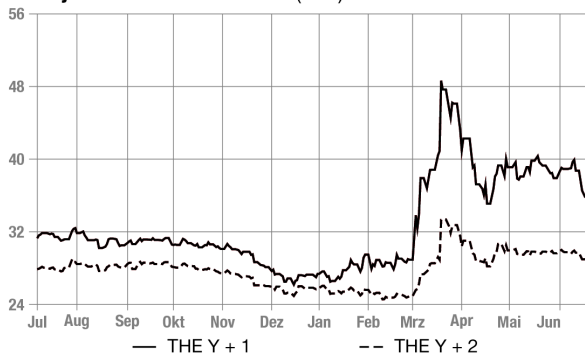
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	18.06.26	German THE Gas Jul-2026	41,06
M2	18.06.26	German THE Gas Aug-2026	41,50
Q1	18.06.26	German THE Gas Q3-2026	41,43
Q2	18.06.26	German THE Gas Q4-2026	42,12
S1	18.06.26	German THE Gas Win-2026	41,86
S2	18.06.26	German THE Gas Sum-2027	33,81
Y1	18.06.26	German THE Gas Cal 2027	35,79
Y2	18.06.26	German THE Gas Cal 2028	28,98



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



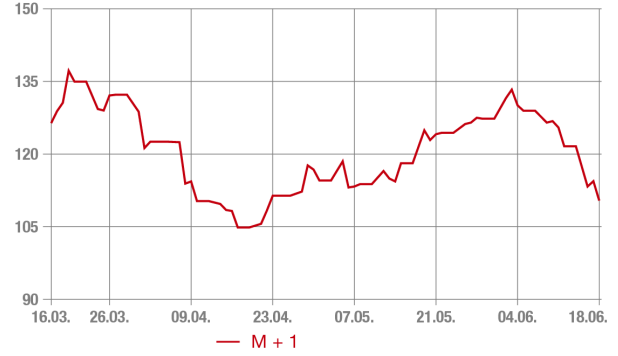
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	18.06.26	108,18	EUR/MWh
Germany Spot peak	18.06.26	73,69	EUR/MWh
EUA Juni	18.06.26	78,95	EUR/tonne
Coal API2 Juni 2026	16.06.26	125,90	USD/tonne

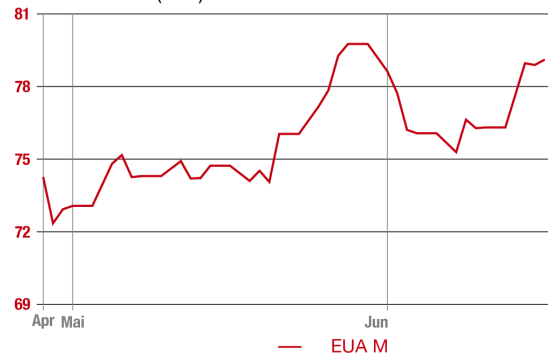
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	18.06.26	40,86	EUR/MWh
German THE Gas Jul-2026	18.06.26	41,06	EUR/MWh
German THE Gas Cal 2027	18.06.26	35,79	EUR/MWh
Crude Oil Brent Aug-2026	18.06.26	79,85	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Projektleiterin Erneuerung Hausanschluss Strom / Niederspannungsnetz (a*)

Was du bewegst Zu deinen Hauptaufgaben gehört die Projektierung von Standard-Hausanschluss-Ern...
in Hamburg (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

Ausbildung / Freie Mitarbeit



Elektromeisterin Mittelspannungsnetz - Netzbetrieb (a*)

Was du bewegst Zu deinen Hauptaufgaben gehören das Instandhalten und Schalten von Betriebsmitt...
in Hamburg (+1 weiterer Standort)

vor 2 h

Freie Mitarbeit Weiterbildung



Teamleiter*in Service & Sicherheit (Fahrgastmanagement)

Teamleiter*in Service & Sicherheit (Fahrgastmanagement) 50933 Köln Vollzeit Unbefristet Komm ins ...
in Köln

vor 2 h

Projektleitung Festanstellung Weiterbildung / Betriebsarzt



Kraftwerker/in (m/w/d) (in Wechselschicht)

Gestalten Sie Ihre Zukunft bei der Klinge Paper & Packaging Group, einem international tätigen Anbi...
in Weener

vor 2 h

Ausbildung Weiterbildung / Mitarbeiterrabatte



Dialoger*in für NGOs in der Schweiz - Arbeit mit Sinn für 200 Euro pro Tag

Arbeite in der Schweiz und verdiene so richtig gut im Einsatz als Dialoger*in für den WWF, Amnesty Int...
in Deutschland

vor 2 h

Ausbildung / Freie Mitarbeit

[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: **Kerstin Bergen**



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

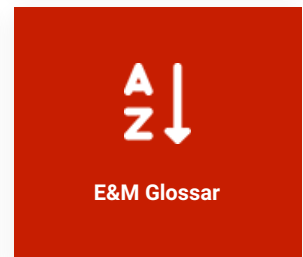
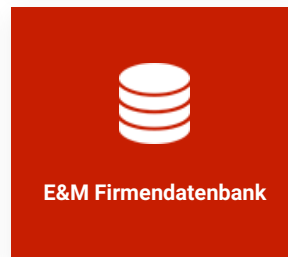
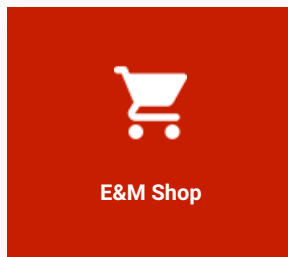
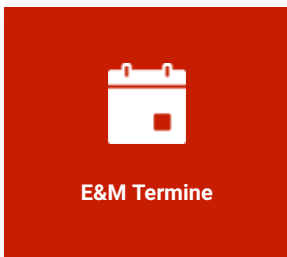
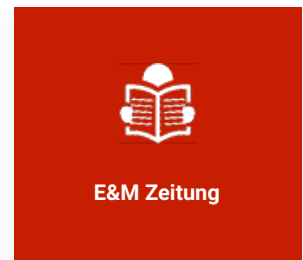
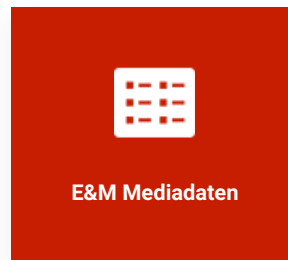
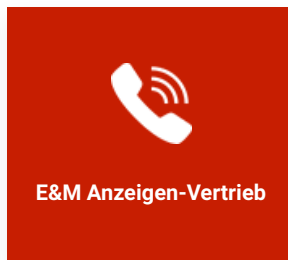
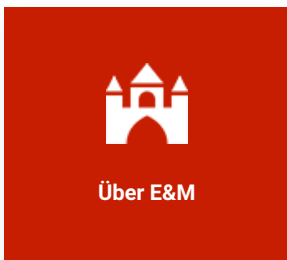
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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.

© 2026 by Energie & Management GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

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

Folgen Sie E&M auf:

