



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

STROM

**153,65 €/MWh**

Epex Spot DE-LU Day Base

GAS

**66,75 €/MWh**

EEX Spot THE (End of Day)

ZAHL DES TAGES

1,8

Millionen kWh Strom zusätzlich soll eine neue Kaplan-Turbine im Wasserkraftwerk Isarwerk 1 künftig erzeugen. Geplant ist eine doppelt regulierte Kaplan-Turbine mit einer Leistung von rund 1 MW.

ELEKTROMOBILITÄT

104 Ladepunkte entstehen nach und nach vor den Toren Bremens

MOBILITÄT

E-Lkw sollen Ladepunkte besser einplanen können

STROMSPEICHER

Alpiq übernimmt Speicher von Ecoster

Inhalt

TOP-THEMA

→ **IT:** Erbeutete GSW-Kundendaten kurzzeitig im Darknet aufgetaucht

POLITIK & RECHT

- **RECHT:** Gericht sieht Verstöße bei Fernwärme-Preisklauseln von Eon
- **KERNKRAFT:** Letzte deutsche AKW im Rückbau
- **STATISTIK DES TAGES:** EU erhöht Klimaschutzziele bis 2030

HANDEL & MARKT

- **ELEKTROMOBILITÄT:** 104 Ladepunkte entstehen nach und nach vor den Toren Bremens
- **GAS:** Equinor startet nächste Förderstufe im Troll-Feld
- **VERANSTALTUNG:** Vier Schritte für robustere Energieinfrastruktur
- **KLIMASCHUTZ:** CO2-Zertifikate setzen Stadtwerke unter Druck

TECHNIK

- **MOBILITÄT:** E-Lkw sollen Ladepunkte besser einplanen können
- **WASSERKRAFT:** SWM modernisieren historisches Kraftwerk
- **F&E:** Luft liefert Rohstoffe für grünes Methanol

UNTERNEHMEN

- **STROMSPEICHER:** Alpiq übernimmt Speicher von Ecostor
 - **BILANZ:** Oekostrom AG steigert Ergebnis und baut Erzeugung aus
 - **PHOTOVOLTAIK:** Enviria und Four Parx starten PV-Kooperation
 - **PERSONALIE:** Leverkusens Versorger will Spitzenmann aus Beckum loseisen
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Strommarkt vor Entlastung durch mehr Wind
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Erbeutete GSW-Kundendaten kurzzeitig im Darknet aufgetaucht



Quelle: Shutterstock / solareseven

IT. Neue Verunsicherung greift beim gehackten Versorger in Westfalen: Nach dem Cyberangriff waren Daten der Kundschaft im Darknet aufgetaucht, ein Missbrauch ist nicht auszuschließen.

Beunruhigende Nachrichten kommen von der Zentral- und Ansprechstelle Cybercrime Nordrhein-Westfalen (ZAC NRW) bei der Generalstaatsanwaltschaft Köln. Beim Cyberangriff auf die Gemeinschaftsstadtwerke Kamen, Bönen und Bergkamen (GSW) sind den Tätern offenbar doch Kundendaten in die Hände gefallen. Das teilen die GSW mit.

Wie die Westfalen weiter bekannt geben, seien Daten kurzzeitig im Darknet, dem schwer zu durchdringenden Teil des Internets, eingestellt gewesen. Es handele sich um „ältere Datensicherungen“ aus dem Jahr 2019 und zum Teil auch aus 2017. Die GSW raten ihren Kundinnen und Kunden zu erhöhter Wachsamkeit und einem genauen Blick auf Kontobewegungen.

Denn zu den erbeuteten Daten, die im Darknet standen, könnten Personen- und Kontaktdaten (Name und Vorname, Anschrift, E-Mail-Adresse, Telefonnummer), Kunden- und Vertragsdaten (Tarif, Kundennummer) sowie Bankverbindungsdaten (IBAN, Kontoinhaber) gehört haben. Zusätzlich empfehlen die GSW, keine sensiblen Informationen bei möglicherweise eingehenden Nachrichten über SMS, Anrufe oder E-Mails auszuhändigen. Links zu folgen oder Anhänge zu öffnen sei bei unbekannten Absendern ebenfalls nicht ratsam.

Der Versorger aus der Umgebung von Dortmund geht davon aus, dass es bisher nicht zu einem Missbrauch der Daten gekommen ist. Dafür gebe es zumindest aktuell keine Hinweise. Bis zuletzt waren die untersuchenden Behörden davon ausgegangen, dass lediglich die IT-Systeme von dem am 28. Juni festgestellten Angriff (wir berichteten) betroffen waren.

Die neuen Erkenntnisse müssen die Behörden in den vergangenen zwei Wochen erlangt haben. Denn noch am 12. August hatte ein Sprecher der ZAC NRW auf Anfrage dieser Redaktion geantwortet, es lägen noch keine abschließend gesicherten Erkenntnisse darüber vor, ob die Täter Daten „ausleiten“ konnten.

GSW-Geschäftsführer Alexander Loipfinger betont angesichts der neuen Entwicklung noch einmal, dass „die Aufarbeitung des Vorfalls und der Schutz der Daten unserer Kunden [...] höchste Priorität“ hätten. Das kommunale Unternehmen geht offenbar davon aus, dass die Kundschaft auf die Lage sensibel reagiert. Denn die GSW treten zunächst in Kürze mit einem Schreiben an die Kundinnen und Kunden heran, in denen Risiken und Handlungsempfehlungen zur Sprache kommen.

Außerdem erneuert der Versorger sein Angebot, persönlich in den Austausch gehen zu können. Dies sei allerdings nicht am Telefon möglich, da es sich um Fragen zu personenbezogenen Daten handelt. Stattdessen ist für den Kontakt eine Mailadresse eingerichtet: Sie lautet datenschutz@gsw-kamen.de. (vs)

// VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Fotolia / vege

Gericht sieht Verstöße bei Fernwärme-Preisklauseln von Eon

RECHT. Verbraucherschützer wollen per Verbandsklage gegen hohe Preise bei der Fernwärme vorgehen. Das Ziel könnten sie verfehlen. Das zuständige Gericht in Hamm sieht aber Verstöße.

Im Streit um Preiserhöhungsklauseln bei der Fernwärme wird der Bundesverband der Verbraucherzentralen voraussichtlich einen Teilerfolg erreichen. In der mündlichen Verhandlung vor dem Oberlandesgericht (OLG) in Hamm machte die Vorsitzende Richterin deutlich, dass Eon als Anbieter wohl unwirksame Preissteigerungsklauseln eingesetzt habe. Diese seien aber je nach Region unterschiedlich ausgefallen.

Der Bundesverband hatte ursprünglich eine Verbandsklage gegen Eon am OLG eingereicht, um gegen die Klauseln in mehreren Bundesländern vorzugehen. Die Vorsitzende Richterin Julia Nolting machte deutlich, dass sie und ihre Richterkollegen zwar unwirksame Klauseln sähen, eine pauschale Ableitung als Grundlage für eine erfolgreiche Verbandsklage sehe das Gericht aber nicht. Vielmehr müsse am Ende jeder Kunde seinen Anspruch auf Erstattung der zu viel gezahlten Kosten rückwirkend individuell vor den Gerichten einklagen.

Für Hamburg, Nordrhein-Westfalen (Erkrath) und Hessen (Schwalbach) stellte das OLG fest, dass Eon mutmaßlich bei der Abrechnung von eingekauften Leistungen für die Fernwärme eine andere Formel verwendet habe als beim Verkauf an die Endkunden. Einmal wurden bei den Formeln addiert, einmal multipliziert. Das führte bei den Eon-Kunden zu Hebel-Effekten und damit höheren Preisen. Das OVG kritisierte dies scharf und sprach von Verstößen gegen das Gebot der Kostenorientierung.

Preis wird mit Formel berechnet

Dabei ist umstritten, in welches Verhältnis die Kosten bei der Produktion und die Marktlage auf dem Energiemarkt gestellt werden. Der Gaspreis spielt bei der Berechnung des Arbeitspreises eine entscheidende Rolle. Eon hatte aber zum Beispiel in Hamburg die Fernwärme auch mit Holzpellets produziert. Nach Schilderung eines Eon-Anwalts hat sich hier die Marktlage nach dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und den gestiegenen Gaspreisen extrem verändert. Vor Jahren sei Holz noch deutlich teurer gewesen.

Zu einem juristischen Vergleich, also einem Kompromiss, zeigten sich die Streitparteien vor dem OLG nicht bereit. Ein Urteil will das Gericht in Hamm am 12. Oktober verkünden. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Letzte deutsche AKW im Rückbau



Quelle: Fotolia / mirkomedia

KERNKRAFT. Die Bundesregierung hat den Stand des AKW-Rückbaus vorgelegt. Die drei zuletzt abgeschalteten Anlagen sind in der Demontage, ältere Kraftwerke weiter fortgeschritten.

Die drei letzten deutschen Atomkraftwerke Emsland, Isar 2 und Neckarwestheim 2 befinden sich im Rückbau. Das geht aus einer Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage der AfD-Fraktion im Deutschen Bundestag hervor. Die Anlagen gingen am 15. April 2023 vom Netz und erhielten zwischen April 2023 und September 2024 ihre Stilllegungs- und Abbaugenehmigungen.

Nach Angaben der Bundesregierung haben die Betreiber bei allen drei Anlagen den Reaktorkern entladen und mit dem Abbau nicht mehr benötigter Komponenten begonnen. Dazu zählen unter anderem Rohrleitungen und Turbinenteile. Der Reaktordruckbehälter befindet sich demnach noch in seiner ursprünglichen Einbaulage. Die Einbauten des Reaktordruckbehälters werden derzeit demontiert und zerlegt.

Die drei Anlagen sind laut Bundesregierung noch nicht kernbrennstofffrei. Auch die Dampferzeuger befinden sich noch in unterschiedlichen Abbauzuständen. Zudem bauen die Betreiber derzeit Komponenten der jeweiligen Primärkreisläufe ab.

Weiter fortgeschritten ist der Rückbau bei den Atomkraftwerken Grafenrheinfeld, Philippsburg 2, Grohnde und Brokdorf. Diese vier Anlagen erhielten ihre Stilllegungs- und Abbaugenehmigungen zwischen Dezember 2019 und 2024. Laut Bundesregierung sind sie inzwischen brennelement- und brennstabfrei.

Abriss begonnen

In Grafenrheinfeld und Philippsburg 2 laufen demnach bereits umfangreiche Demontagearbeiten. Dazu gehört der Abbau von Großkomponenten wie Reaktordruckbehältern, Dampferzeugern und weiteren Teilen des Primärkreislaufs. Auch die Kühltürme beider Anlagen wurden bereits abgerissen.

In Grohnde und Brokdorf befinden sich die Arbeiten laut Bundesregierung in einem früheren Stadium. Dort nehmen die Betreiber nicht mehr benötigte Systeme außer Betrieb. Zudem führen sie Dekontaminationsmaßnahmen durch und demontieren erste Anlagenteile sowie Einbauten der Reaktordruckbehälter.

Auch bei den beiden Blöcken des Atomkraftwerks Gundremmingen laufen Demontagearbeiten. Im Block B haben die Betreiber nach Angaben der Bundesregierung mit dem Abbau der Einbauten des Brennelementlagerbeckens und des Reaktordruckbehälters begonnen. Die Kühltürme wurden bereits abgerissen. In Gundremmingen C wurden unter anderem Generatoren, Turbinen, Pumpen und Armaturen im Maschinenhaus demontiert.

Bei den übrigen deutschen Atomkraftwerken ist der Rückbau laut Bundesregierung ebenfalls weit fortgeschritten. Wesentliche Hauptkomponenten seien bereits entfernt. An einigen Standorten hätten die Betreiber zudem bereits Gebäude oder Gebäudeteile zurückgebaut.

Keine Rückkehr zur Kernkraft

Eine Rückkehr zum Betrieb der abgeschalteten Anlagen ist nach Angaben der Bundesregierung nicht Gegenstand aktueller Maßnahmen. In der laufenden Legislaturperiode habe es weder Gespräche zwischen Bundesregierung und Betreibern über einen Rückbaustopp noch über eine Wiederinbetriebnahme der Atomkraftwerke gegeben. Auch habe das Bundesumweltministerium keine Gutachten oder Stellungnahmen der Betreiber zu einer möglichen Reaktivierung vorgelegt.

Die Bundesregierung beantwortete die Anfrage der AfD-Fraktion zum Stand des Rückbaus und nach den Voraussetzungen für eine Wiederinbetriebnahme. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

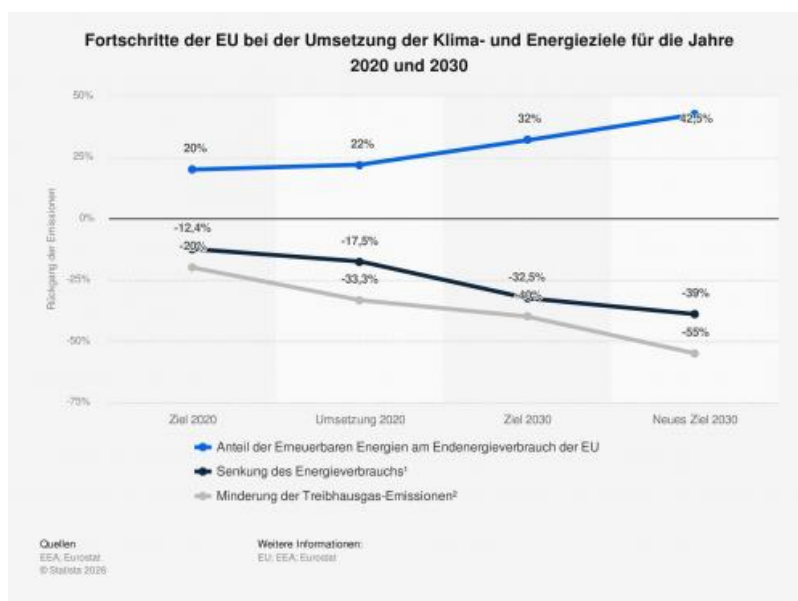
[^ Zum Inhalt](#)

EU erhöht Klimaschutzziele bis 2030



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

Die Nutzung fossiler Brennstoffe zur Erzeugung von Strom und Wärme verursacht den größten Anteil der Treibhausgasemissionen in der EU. Daher senkt alternative Energieerzeugung die Emissionen am wirksamsten, gemeinsam mit der Energieeinsparung. Im Jahr 2020 lag der Anteil der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch in der Europäischen Union bei rund 22 Prozent, ermittelte Eurostat.

Damit wurde das Ziel für 2020 übererfüllt. Das ursprüngliche Ziel für 2030 (32 Prozent) soll auf 42,5 Prozent angehoben werden. Im Jahr 2020 erreichte die EU eine Minderung der Treibhausgas-Emissionen um 20 Prozent gegenüber dem Vergleichsjahr 1990 - damit wurde auch dieses Ziel übererfüllt. Für die Zukunft hat die Gemeinschaft ihre Ziele weiter erhöht. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Wirtschaftsförderer Peer Beyersdorff mit einer der neuen Ladesäulen. Quelle: Gemeinde Stuhr

104 Ladepunkte entstehen nach und nach vor den Toren Bremens

ELEKTROMOBILITÄT. Auch vor den Toren Bremens wächst das Netz an Ladesäulen für Elektromobile. Die Gemeinden Stuhr und Weyhe haben sich dafür die Unterstützung eines großen Dienstleisters gesichert.

Ortsteile mit Ladesäulen zu versorgen, die einen hohen Anteil an Mietshäusern aufweisen, ist ein Ziel der Gemeinden Stuhr und Weyhe. Der Ausbau der Infrastruktur für Elektromobilität kommt nun in den Kommunen am Südrand der Hansestadt Bremen voran. Stuhr hat die erste Hälfte der auserkorenen Standorte bestückt.

Die sieben in Betrieb gegangenen Ladesäulen verfügen über jeweils zwei Ladepunkte mit je 11 kW Leistung. Weitere sieben Standorte mit je zwei Säulen folgen in Kürze, heißt es in einer Mitteilung der Gemeinde. Stuhr wolle die Bevölkerung durch den Ausbau ermutigen, auf Elektromobilität umzuschwenken. Gemeinderat und Wirtschaftsförderer Peer Beyersdorff spricht von einem „Meilenstein beim Ausbau der Elektromobilität vor Ort“.

Im vergangenen Jahr hatten die niedersächsischen Kommunen ihren Partner für das Vorhaben präsentiert. Es ist der große Versorger Enercity aus der Landeshauptstadt Hannover. In einer gemeinsamen Ausschreibung der Konzession ging der Auftrag über 104 Ladepunkte an das regionale Energieunternehmen, davon entfallen 42 auf Stuhr und 62 auf Weyhe.

Die Gemeinden stellen Enercity die öffentlichen Flächen für die Säulen zur Verfügung. Der Versorger zahlt dafür jährlich eine Konzessionsabgabe. Durch die Ladekabel soll ausschließlich Ökostrom fließen, heißt es.

Dass Stuhr und Weyhe ihre Ladeinfrastruktur gemeinsam entwickeln lassen, ist kein Zufall. Sie hatten als Modellkommunen 2022 und 2023 mit der Niedersächsischen Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr entsprechende Konzepte entwickelt. Bis 2030 wollen sie so ihren errechneten Bedarf an Ladepunkten gezielt decken. (vs) // VON VOLKER STEPHAN

[^ Zum Inhalt](#)

Equinor startet nächste Förderstufe im Troll-Feld



Quelle: Shutterstock / marketlan

GAS. Das staatliche norwegische Explorationsunternehmen Equinor hat im Erdgasfeld Troll die nächste Förderstufe gestartet.

Equinor hat nach eigenen Angaben am 22. August die Produktion im Unterwasserprojekt Troll Phase 3, Stufe 2, aufgenommen – und das früher als geplant, teilte das norwegische Explorationsunternehmen am 25. August mit. Mit der Erweiterung wollen die Betreiber die Förderung von 55 Milliarden Standardkubikmetern Gas aus der Lagerstätte Troll West beschleunigen und das derzeitige Exportniveau des Feldes länger aufrechterhalten.

Das Projekt ging früher in Betrieb als zunächst vorgesehen. Der Produktionsstart war ursprünglich gegen Ende des Jahres geplant. Nach Angaben des Betreibers Equinor liegen die Projektkosten zudem mehrere hundert Millionen norwegische Kronen unter der Kostenschätzung von 12,3 Milliarden NOK (umgerechnet rund 1,13 Milliarden Euro). Die Investitionsentscheidung für die zweite Stufe hatten die Partner vor etwas mehr als zwei Jahren getroffen.

Troll bleibt wichtig für europäische Gasversorgung

Das Troll-Feld gehört zu den zentralen Quellen der norwegischen Gasversorgung Europas. Nach Angaben von Equinor enthält es rund 40 Prozent der Gasreserven auf dem norwegischen Kontinentalschelf. Gas aus Troll deckt dem Unternehmen zufolge etwa 10 Prozent des europäischen Bedarfs. Die nun schneller erschließbaren 55 Milliarden Standardkubikmeter entsprechen laut Equinor annähernd dem Gasverbrauch Frankreichs über zwei Jahre.

Das zusätzliche Gas aus Troll West gelangt zur Plattform Troll A und anschließend über die vorhandene Infrastruktur zur Gasaufbereitungsanlage Kollsnes an der norwegischen Küste. Sowohl Troll A als auch Kollsnes beziehen Strom vom Festland. Equinor verweist deshalb auf niedrige Emissionen bei der Förderung und Aufbereitung des Gases.

Entwicklung des Troll-Feldes läuft seit Jahrzehnten

Troll produziert seit 30 Jahren Gas und gilt als größtes gasproduzierendes Feld Norwegens. Wegen der Größe der Lagerstätte gliederten die Betreiber die Entwicklung in mehrere Phasen. Phase 1 erschloss das Gas in Troll East und umfasste unter anderem Troll A sowie die Anlage Kollsnes. Phase 2 konzentrierte sich auf die Ölvorkommen in Troll West und führte zum Bau der Plattformen Troll B und Troll C.

Phase 3 erschließt die Gaskappe oberhalb der weiterhin produzierenden Öllagerstätte in Troll West. Das Gas nutzt dabei weitgehend die bereits vorhandene Infrastruktur und gelangt über Troll A in das norwegische Transportsystem.

Die Entwicklung von Troll West ist mit der jetzt gestarteten Stufe noch nicht abgeschlossen. Die Partner haben bereits die nächste Maßnahme beschlossen. Mit dem Projekt Troll West Increased Gas Recovery North, kurz „TWIN“, wollen sie die Gasgewinnung im nördlichen Teil von Troll West weiterentwickeln.

Geplant sind im Projekt „TWIN“ zwei neue Förderbohrungen, die über eine Unterwasseranlage und eine Pipeline an die bestehende Infrastruktur angebunden werden, teilte Equinor im Juni dieses Jahres mit (wir berichteten). 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). (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Vier Schritte für robustere Energieinfrastruktur



Konferenz in Stavanger. Quelle: ONS

VERANSTALTUNG. Der Dienstleister DNV stellt auf der ONS-Konferenz in Stavanger in Norwegen einen Rahmen vor, mit dem Energieunternehmen Risiken systematisch bewerten und ihre Resilienz stärken sollen.

Der unabhängige Energieexperte und Assurance-Dienstleister DNV aus Hovik, Norwegen, will Energieunternehmen bei der Absicherung kritischer Infrastrukturen unterstützen. Auf der Energiekonferenz ONS in Stavanger stellte das Unternehmen am 25. August das Positionspapier „From concern to control“ vor. Darin beschreibt DNV einen systemweiten Ansatz, mit dem Betreiber Schwachstellen erkennen, Investitionen priorisieren und sich auf Störungen vorbereiten können.

Nach Angaben von DNV hat sich die Bedrohungslage für Energieinfrastrukturen in den vergangenen zehn Jahren deutlich verändert. Geopolitische Spannungen, der Klimawandel, die zunehmende Digitalisierung, der Einsatz künstlicher Intelligenz (KI) und Abhängigkeiten in Lieferketten führen demnach zu neuen und miteinander verbundenen Risiken.

Eine aktuelle Untersuchung von DNV unter mehr als 1.000 Führungskräften aus der Energiebranche zeigt laut dem Unternehmen zugleich Defizite bei der Vorsorge. Mehr als die Hälfte der Befragten gab demnach an, dass ihr Unternehmen über keine klar definierte und regelmäßig aktualisierte Resilienzstrategie verfügt.

Unternehmen müssen Abwehr aufbauen

DNV sieht darin ein strukturelles Problem. Kritische Energieinfrastrukturen seien heute selten nur einer einzelnen Bedrohung ausgesetzt. Ausfälle oder Schäden in einem Bereich könnten sich über technische Systeme, Lieferketten und weitere Teile der Wertschöpfungskette ausbreiten. Dadurch könnten neben der Energieversorgung auch Energiekosten sowie wirtschaftliche und gesellschaftliche Strukturen betroffen sein.

Das von DNV vorgestellte Rahmenwerk soll deshalb Resilienz stärker mit der strategischen Planung von Unternehmen verknüpfen. Es sieht einen kontinuierlichen Zyklus aus vier Schritten vor: Risikoanalyse, Priorisierung von Investitionen, Umsetzung von Maßnahmen sowie Überprüfung und Validierung.

Fünf Bereiche sichern

Diese vier Schritte wendet DNV auf fünf Bereiche an: Organisation, Personal, physische Anlagen, IT und Cybersicherheit sowie Lieferketten. Unternehmen sollen damit zunächst kritische Abhängigkeiten und mögliche „Single Points of Failure“, also einzelne Ausfallpunkte, identifizieren. Anschließend sollen sie Schutzmaßnahmen priorisieren und in die Investitionsplanung integrieren.

Nach dem Ansatz von DNV endet die Vorsorge nicht mit der Umsetzung technischer oder organisatorischer Maßnahmen. Betreiber sollen Systeme auch während eines Vorfalls schützen sowie Reaktions-, Wiederanlauf- und Wiederherstellungspläne bereithalten. Ziel sei es, den Betrieb nach einer Störung möglichst sicher wiederherzustellen.

Ditlev Engel, CEO von DNV Energy Systems, bezeichnete Resilienz als Bestandteil des täglichen Betriebs. Sie sei notwendig, um eine zuverlässige, bezahlbare und nachhaltige Energieversorgung sicherzustellen. Unternehmen müssten Sicherheitsaspekte deshalb in ihre zentrale Investitionsplanung integrieren, erklärte Engel.

Beispiele für Bedrohungen beleuchtet

DNV verweist in seinem Positionspapier auf verschiedene Beispiele für Bedrohungen kritischer Energieinfrastruktur. Dazu zählen Cyberangriffe, die Beschädigung von Unterwasser-Gaspipelines sowie Raketenangriffe auf LNG-Terminals und -Tanker. Auch politische Veränderungen und extreme Wetterereignisse können nach Einschätzung des Unternehmens die Zuverlässigkeit von Energiesystemen beeinträchtigen.

Derek Riezebos, Manager für Verteidigung und Sicherheit in Nordeuropa bei DNV Energy Systems, sieht insbesondere die Abhängigkeiten zwischen einzelnen Systemen als Herausforderung. Nur wenige Organisationen hätten einen vollständigen Überblick über ihre Schwachstellen. Ein besseres Verständnis kritischer Abhängigkeiten und die Verringerung einzelner Ausfallpunkte könnten jedoch dazu beitragen, die Auswirkungen von Störungen zu begrenzen.

Als Beispiel nennt DNV lang anhaltende Stromausfälle. Diese könnten Kettenreaktionen auslösen und unter anderem Verkehr, Kommunikation, Krankenhäuser und weitere kritische Dienste beeinträchtigen. Daraus leitet das Unternehmen die Notwendigkeit eines koordinierten Vorgehens von Energieunternehmen, Infrastrukturbetreibern und staatlichen Stellen ab.

DNV will das Rahmenwerk nach eigenen Angaben Regierungen, Verteidigungsorganisationen, Energieversorgern und Infrastrukturbetreibern zur Verfügung stellen. Der Ansatz soll internationale Erfahrungen mit lokalem und marktspezifischem Wissen verbinden und Resilienz stärker in die laufenden Betriebs- und Investitionsprozesse integrieren.

Die **DNV-Stellungnahme „From concern to control“** steht in englischer Sprache im Internet bereit. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

CO2-Zertifikate setzen Stadtwerke unter Druck



Quelle: Pixabay / Malte Reimold

KLIMASCHUTZ. Laut einem Partner der Agentur Simon-Kucher benachteiligt das Auktionsdesign des nationalen CO2-Handels kommunale Energieversorger. Die BEHG-Novelle löse die Beschaffungsrisiken nicht.

Millionenkredite, hohe Sicherheitsleistungen und ein schwieriger Zugang zu CO2-Zertifikaten setzen kommunale Energieversorger nach Einschätzung der Strategieberatung Simon-Kucher unter Druck. Senior Partner Thomas Haller bei Simon-Kucher in Wien, sieht die Ursache vor allem im Marktdesign des nationalen Emissionshandelssystems (nEHS).

Haller kritisiert, dass Stadtwerke trotz ihrer Verpflichtung zur Abgabe von Zertifikaten nicht ausreichend am Primärmarkt zum Zuge kämen. Sie müssten deshalb einen Teil ihres Bedarfs über den Sekundärmarkt decken. Dort konkurrierten sie mit finanzstarken Akteuren, die Zertifikate auch aus Gründen der Marktpositionierung oder für Handelsgeschäfte erwerben könnten.

Sicherheitsleistungen binden Liquidität

Nach Darstellung Hallers verschärfen hohe Sicherheitsleistungen und die damit verbundene Liquiditätsbindung die Situation. Kommunale Energieversorger müssten erhebliche Mittel vorhalten, könnten damit aber nicht automatisch die benötigten Zertifikatsmengen sichern. Die Beschaffung auf dem Sekundärmarkt erhöhe zudem das Risiko, Zertifikate zu höheren Preisen als ursprünglich kalkuliert einkaufen zu müssen.

Haller vergleicht die Situation mit dem Weiterverkauf stark nachgefragter Konzerttickets. Finanzinvestoren und andere Marktakteure könnten Zertifikate erwerben und später weiterverkaufen. Für Stadtwerke entstehe dadurch ein zusätzlicher Beschaffungs- und Liquiditätsdruck.

Auch die geplante Novelle des Brennstoffemissionshandelsgesetzes (BEHG) ändere daran nach Einschätzung des Energieexperten wenig. Der vom Bundeskabinett beschlossene Gesetzentwurf sieht für 2027 einen CO2-Preis innerhalb eines Korridors von 55 bis 65 Euro vor. Damit werde zwar der Preisrahmen stabilisiert, nicht aber der Zugang zu den benötigten Zertifikaten sichergestellt.

„Nicht der CO2-Preis ist das Problem, sondern ein Marktdesign, das Preisstabilität verspricht, aber Beschaffungsrisiken in die Stadtwerke verlagert“, argumentiert Haller. Ein wirksames CO2-Preissignal bleibe aus seiner Sicht wichtig. Ein Preiskorridor allein reiche jedoch nicht aus, um kommunalen Energieversorgern Planungssicherheit zu geben.

Auktionsdesign ändern

Haller fordert deshalb Anpassungen beim Auktionsdesign. Unternehmen mit einer tatsächlichen Liefer- und Abgabeverpflichtung sollten gegenüber finanzstarken Marktteilnehmern nicht benachteiligt werden. Dafür müssten insbesondere die Regeln für Sicherheitsleistungen und Besicherung überprüft werden. Zudem sollten Zugangshürden für verpflichtete Marktteilnehmer sinken und die Risiken auf dem Sekundärmarkt begrenzt werden.

Ziel müsse sein, dass Stadtwerke die für die Erfüllung ihrer gesetzlichen Verpflichtungen benötigten Zertifikate rechtzeitig, vollständig und mit möglichst geringer Liquiditätsbelastung beschaffen können. Andernfalls entwickle sich der CO2-Aufschlag aus Sicht Hallers von einer administrativ geprägten Kostenposition zu einem stärker marktabhängigen Risiko.

Neben der Politik sieht der Energieexperte auch die Stadtwerke selbst in der Verantwortung. CO2 entwickle sich vom reinen Compliance-Thema zu einer aktiven Portfolio- und Risikoposition. Energieversorger sollten CO2 deshalb ähnlich wie andere Commodity-Positionen steuern. Dazu gehörten eine definierte Beschaffungsstrategie, Pricing-Regeln, vertragliche Absicherung und eine angemessene Risikoprämie.

CO2-Kosten werden zur Geschäftsführungsaufgabe

Auch die Kundenkommunikation müsse sich verändern. Ein pauschaler Verweis auf gesetzlich bedingte Kosten reiche künftig nicht mehr aus. Stattdessen sollten Stadtwerke die CO2-Risiken mit konkreten Angeboten verbinden. Haller nennt unter anderem Maßnahmen zur Energieeffizienz, Wärmelösungen, Ladeinfrastruktur, Grünstrom und Power Purchase Agreements (PPA), Speicher sowie Energiemanagement.

Den größten wirtschaftlichen Hebel sieht Haller damit nicht allein in der Weitergabe steigender CO2-Kosten. Entscheidend sei vielmehr, CO2-Risiken in konkrete Kundenlösungen und belastbare Vertragsmodelle zu übersetzen. Damit könnten Stadtwerke ihre Kunden bei der Reduzierung des Energieverbrauchs und der damit verbundenen CO2-Kosten unterstützen.

Die Steuerung dürfe zudem nicht bei einzelnen Fachabteilungen liegen. Haller sieht CO2 inzwischen als Aufgabe der Geschäftsführung. Geschäftsführungen sollten festlegen, welche CO2-Risiken sie selbst übernehmen, welche sie absichern und welche sie transparent an Kunden weitergeben. Damit werde die CO2-Beschaffung zu einem Bestandteil der übergreifenden Unternehmens- und Risikosteuerung. (sh)

// VON SUSANNE HARMSSEN

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(0b5e7e25e8775f7e7e80906ada4f0021_img.jpg\)](#) [!\[\]\(740312fd467f47b04cab841ab3868d83_img.jpg\)](#) [!\[\]\(dbb8da2687e90ededffd3484b6b666cf_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

TECHNIK



Ladepark in Regau mit E-Lkw an Ladesäule. Quelle: Smatrics EnBW

E-Lkw sollen Ladepunkte besser einplanen können

MOBILITÄT. Smatrics und Fryte binden Ladepunkte für E-Lkw in Deutschland und Österreich in die Routenplanung ein. Ab 2027 sollen ausgewählte Stationen reservierbar sein.

Smatrics und Fryte Mobility verknüpfen öffentliche und teilöffentliche Ladeinfrastruktur für E-Lkw mit der digitalen Tourenplanung von Logistikunternehmen. Nach Angaben der Unternehmen integriert Fryte sowohl Standorte aus dem Smatrics Depot Club als auch von Smatrics betriebene öffentliche Ladepunkte in seine Plattform. Damit sollen Disponenten Ladeoptionen entlang geplanter Routen leichter berücksichtigen können. Dies geben die Partner in einer Mitteilung vom 25. August bekannt.

Smatrics mit Sitz in Wien plant, errichtet und betreibt Ladeinfrastruktur in Österreich und Deutschland. Das Unternehmen gehört Verbund und EnBW Energie Baden-Württemberg und betreibt nach eigenen Angaben rund 20.000 Ladepunkte. Fryte Mobility mit Sitz in München entwickelt eine Softwareplattform für die Routen- und Ladeplanung elektrischer Lkw. Das Unternehmen bezeichnet sich selbst als Anbieter einer Plattform, die Flotten und Ladeinfrastruktur miteinander verbindet.

Depots sollen für Dritte nutzbar werden

Eine zentrale Rolle spielt dabei der Smatrics Depot Club. Über das Netzwerk können Logistikunternehmen Ladepunkte auf ihren Betriebshöfen zeitweise für andere Unternehmen öffnen. Durch die Anbindung an Fryte sollen diese Standorte auch außerhalb des Depot Clubs in der Routenplanung sichtbar werden. Smatrics verspricht sich davon eine bessere Auslastung der bestehenden Ladeinfrastruktur.

Technische Grundlage der Verbindung ist das Open Charge Point Interface (OCPI). Dieser offene Schnittstellenstandard soll den Datenaustausch zwischen unterschiedlichen Systemen der Ladeinfrastruktur ermöglichen. Laut der Mitteilung sind die angebundenen Standorte zunächst in der Fryte-Plattform sichtbar und für die Ladeplanung nutzbar.

Reservierungen ab 2027 geplant

Ab 2027 wollen die Partner ausgewählte Ladepunkte zusätzlich reservierbar machen. In einem weiteren Schritt sollen Reservierungsdaten an die Energiemanagementsysteme der jeweiligen Standorte übermittelt werden. Damit wollen die Unternehmen Netz- und Ladeprozesse besser aufeinander abstimmen.

Für Fryte-Chef Maximilian Zähringer ist vor allem die Planung über Betreiber Grenzen hinweg entscheidend. In der Disposition komme es darauf an, ob ein Ladepunkt zur Route passe. Smatrixs-Produktchefin Sita Meek verweist zugleich darauf, dass Depotkunden ihre Ladeinfrastruktur gezielt für externe Nutzer öffnen wollen, ohne sie allgemein zugänglich zu machen. (ds) // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

SWM modernisieren historisches Kraftwerk



Das Wasserkraftwerk Isar 1. Quelle: SWM

WASSERKRAFT. Die Stadtwerke München erweitern das Isarwerk 1 um eine Kaplan-Turbine. Sie soll die Stromerzeugung um 10 Prozent erhöhen und die historische Anlage entlasten.

Die Stadtwerke München (SWM) wollen das Wasserkraftwerk Isarwerk 1 um eine vierte Turbine erweitern. Geplant ist eine doppelt regulierte Kaplan-Turbine mit einer Leistung von rund 1 MW. Sie soll jährlich zusätzlich rund 1,8 Millionen kWh Strom aus Wasserkraft erzeugen. Die SWM erwarten dadurch eine um mehr als 10 Prozent höhere Energieausbeute der Gesamtanlage.

Das Isarwerk 1 liegt rund 1,8 km unterhalb der Wehranlage Großhesselohe und gehört zu den historischen Wasserkraftwerken der SWM. Drei Doppelzwillings-Francis-Turbinen aus den Jahren 1907 und 1915 erzeugen dort bislang im Durchschnitt rund 15 Millionen kWh Strom pro Jahr. Damit deckt das Kraftwerk rechnerisch den Jahresbedarf von etwa 6.000 Haushalten.

Die neue Kaplan-Turbine soll im bislang ungenutzten Leerschuss des Kraftwerks entstehen. Nach Angaben der SWM erreicht sie insbesondere bei Teillast einen höheren Wirkungsgrad als die bestehenden Francis-Turbinen. Sie soll künftig einen größeren Teil der Regelarbeit übernehmen. Dadurch können die historischen Maschinen häufiger in einem für sie günstigeren Betriebsbereich laufen.

Mehr Strom und Ersatz für Reparaturen

„Durch die zusätzliche vierte Turbine kann das Isarwerk 1 mehr Wasser zur Stromerzeugung nutzen und so das vorhandene Potenzial besser ausschöpfen“, sagt Helge-Uve Braun, Technischer Geschäftsführer der SWM. Gleichzeitig entlaste die neue Maschine die historischen Turbinen speziell bei Teillast. Das erhöhe die Energieausbeute, die Betriebs- und Versorgungssicherheit und reduziere den Verschleiß, so Braun.

Die zusätzliche Erzeugung entspricht laut SWM dem Jahresverbrauch von etwa 700 Münchner Haushalten. Zugleich soll die vierte Turbine Erzeugungsausfälle während längerer Revisionen der bestehenden Maschinen und bei anderen Instandhaltungsarbeiten verringern. Das Unternehmen will zunehmend Strom erneuerbar produzieren. Da Möglichkeiten für neue Anlagen im Stadtgebiet begrenzt sind, wolle das Unternehmen bestehende Anlagen effizienter nutzen.

Denkmalschutz bleibt gewahrt

Die SWM wollen die neue Technik so in den Bestand integrieren, dass die historische Bausubstanz und die denkmalgeschützten Anlagen möglichst geschont werden. Die Anlagentechnik, darunter die Schaltschränke, soll in einem Neubau über dem bisherigen Leerschuss untergebracht werden. Dieser soll sich nach Angaben der SWM in das bestehende Gebäudeensemble einfügen.

Das Maschinenhaus entstand zwischen 1906 und 1908 nach einem Entwurf des Architekten August Blößner. Der dreigeschossige Bau mit Walmdach und abgerundeten Ecken steht für die frühe Nutzung der Wasserkraft an der Isar. Die drei bestehenden Turbinen erzeugen dort seit ihrem Bau 1907 und 1915 weitgehend ohne Unterbrechung Strom.

Neue Fischpassage geplant

Mit der Modernisierung verbinden die SWM die technische Optimierung mit Maßnahmen für den Gewässerschutz. So soll der Abstand der Stäbe an den Turbineneinlaufrechen verringert werden. Dadurch wollen die SWM den Fischschutz verbessern. Zusätzlich soll eine Ableitung von Fischen zu einer Fischpassage ins Unterwasser entstehen.

Nach Angaben der SWM stärkt dies auch das Sekundärhabitat im Werkkanal. Dabei handelt es sich um einen Rückzugsraum für Wasserlebewesen, der insbesondere bei niedrigen Wasserständen und Trockenperioden Bedeutung hat.

Umbau ab 2027 geplant

Für das Vorhaben liegen laut SWM inzwischen alle erforderlichen Genehmigungen vor. Das Unternehmen hat nach eigenen Angaben während der Planung eng mit den zuständigen Behörden zusammengearbeitet, darunter der Unteren Denkmalschutzbehörde.

Der konkrete Baubeginn hängt unter anderem vom Verlauf der Vergabeverfahren, den Lieferzeiten wichtiger Komponenten sowie betrieblichen und naturschutzfachlichen Bedingungen ab. Die SWM planen die Umsetzung für 2027 oder spätestens 2028. Die Umbauarbeiten sollen voraussichtlich rund eineinhalb Jahre dauern. (sh) // VON SUSANNE HARMSSEN

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(c50c8b7b2cc2cf9ff925edec0ee94c0d_img.jpg\)](#) [!\[\]\(8bed43dc33ecdde61e2f76c8f5517125_img.jpg\)](#) [!\[\]\(047f882704cdc566325d0a83645d692e_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Luft liefert Rohstoffe für grünes Methanol



Quelle: Fotolia / alphaspirt

F&E. Grünes Methanol lässt sich auch in wasserarmen Regionen herstellen. Eine Jülicher Studie zeigt, wie CO₂ und Prozesswasser dafür aus der Luft gewonnen werden können.

Für die Produktion von grünem Methanol müssen wasserarme Regionen nicht grundsätzlich ausscheiden. Das benötigte CO₂ und Prozesswasser lassen sich gemeinsam aus der Umgebungsluft gewinnen. Zu diesem Ergebnis kommen Forscher des Forschungszentrums Jülich in Nordrhein-Westfalen, das unter anderem zu Energie- und Klimafragen arbeitet. Für die Wirtschaftlichkeit ist nach ihrer Analyse vor allem entscheidend, wie viel Wind- und Solarstrom an einem Standort verfügbar ist.

Methanol dient unter anderem als Ausgangsstoff für Kunststoffe und Lacke und gewinnt zudem als Kraftstoff für die Schifffahrt an Bedeutung. Bisher wird es meist aus Erdgas oder Kohle hergestellt. Eine erneuerbare Produktion benötigt dagegen grünen Wasserstoff, CO₂ und Wasser. Gerade Regionen mit

guten Wind- und Solarbedingungen leiden jedoch häufig unter Wasserknappheit.

Hier setzt das Forschungsprojekt „DryHy“ der Jülicher Forschenden an. Das Bundesforschungsministerium fördert das Vorhaben mit 16,2 Millionen Euro. Koordiniert wird das Projekt vom Forschungszentrum Jülich. Die nun veröffentlichte Studie bewertet eine Prozesskette, mit der sich erneuerbares Methanol auch unter trockenen Bedingungen herstellen ließe.

Wasser und CO2 aus der Luft

Grundlage des Projektes ist die direkte Luftabscheidung (Direct Air Capture, DAC). Dabei bindet ein Filtermaterial CO₂ aus der Umgebungsluft und nimmt zugleich Feuchtigkeit auf. Dieses Wasser soll anschließend gemeinsam mit dem CO₂ für die Methanolproduktion genutzt werden. Die Forschenden modellierten dafür die gesamte Prozesskette einschließlich erneuerbarer Stromerzeugung, Elektrolyse, Energiespeichern, Wärmenutzung und einer Kühlung ohne zusätzlichen Wasserverbrauch.

Die Analyse umfasst mehr als 20.000 Regionen in 78 Ländern, die im Jahr 2050 voraussichtlich mindestens mittlerem Wasserstress ausgesetzt sein werden. In rund 97 Prozent dieser Regionen enthält die Luft laut Studie über das Jahr hinweg genug Wasser, um den Bedarf der Produktion vollständig zu decken. Auch an sehr trockenen Standorten sei die Herstellung grundsätzlich möglich, heißt es aus Jülich. Anlagen könnten an diesen Orten bevorzugt in feuchteren Stunden betrieben und Wasser zwischengespeichert werden.

Folgen für das lokale Klima noch offen

Für die Produktionskosten spielt die Luftfeuchtigkeit laut Studie eine geringere Rolle. „Für günstige Produktionskosten ist eine ergiebige und möglichst gleichmäßige Versorgung mit erneuerbarem Strom meist wichtiger als eine hohe Luftfeuchtigkeit“, erklärt Jann Weinand. Laut dem Leiter der Abteilung Integrierte Szenarien der Jülicher Systemanalyse seien Standorte, an denen sich Wind- und Solarstrom gut ergänzen, besonders geeignet.

An günstigen Standorten könnten die Produktionskosten im Jahr 2050 nach den Modellrechnungen bei „einigen 100 Euro je Tonne Methanol“ liegen. An weniger geeigneten Orten können sie ein Mehrfaches erreichen. Das Forschungszentrum verweist zum Vergleich auf einen aktuellen europäischen Vertragspreis von knapp 1.000 Euro je Tonne. Die Autoren betonen allerdings, dass heutige Marktpreise stark schwanken, während ihre Studie künftige Produktionskosten modelliert.

Offen ist zudem, welche Folgen eine großtechnische Entnahme von Wasserdampf aus der Atmosphäre für das lokale Klima haben könnte. Im „DryHy“-Projekt untersuchen die Forschenden deshalb mögliche Auswirkungen auf Luftfeuchtigkeit, Wolkenbildung und Niederschläge. Thomas Schöb, Leiter des Teams Energiesystemtransformation, warnt davor, die Nutzung von Luftfeuchtigkeit grundsätzlich als folgenlos zu betrachten. Vor dem Bau sehr großer Anlagen müsse dies standortspezifisch geprüft werden.

Die Autoren weisen auch auf Grenzen ihrer Untersuchung hin. Es handle sich um eine techno-ökonomische Modellrechnung und nicht um Daten bestehender Methanolfabriken. Unterschiede bei Finanzierung, Arbeitskosten und Infrastruktur sowie mögliche Materialengpässe seien nicht vollständig berücksichtigt. Auch die angenommene flexible Fahrweise der Hochtemperaturelektrolyse müsse sich erst im industriellen Dauerbetrieb bewähren.

Die Studie „[Direct air capture enables sustainable methanol production in water-scarce regions](#)“ ist über die Internetseite von Nature Communications abrufbar. (ds) // VON DAVINA SPOHN

Diesen Artikel können Sie teilen: [!\[\]\(b792654f2cef9719eabeb6c5be00811e_img.jpg\)](#) [!\[\]\(7da9a585536d56657fa124d7eaae44e7_img.jpg\)](#) [!\[\]\(16657531f18b089b0efe8565e1d0533c_img.jpg\)](#)

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Großbatteriespeicher Bollingstedt in Schleswig-Holstein. Quelle: Ecoster

Alpiq übernimmt Speicher von Ecoster

STROMSPEICHER. Die Schweizer Alpiq übernimmt von Ecoster den Batteriespeicher Bollingstedt in Schleswig-Holstein. Ecoster bleibt für den technischen und operativen Betrieb verantwortlich.

Das Schweizer Energieunternehmen Alpiq übernimmt die Projektgesellschaft Eco Power One GmbH und damit den Batteriespeicher Bollingstedt von der Eco Stor GmbH. Ecoster ist in Kirchheim bei München ansässig und ein Entwickler und Betreiber von Batteriespeichern. Über den Kaufpreis haben die Unternehmen nach eigenen Angaben Stillschweigen vereinbart. Ecoster bleibt auch nach der Transaktion für die technische Betriebsführung und den operativen Betrieb der Anlage verantwortlich.

Der Batteriespeicher ist seit Juni 2025 in Betrieb. Ecoster hat die Anlage gemeinsam mit dem Netzbetreiber Schleswig-Holstein Netz AG (SH Netz) entwickelt. Dabei kam eines der ersten Flexible Connection Agreements (FCA) für Batteriespeicher in Deutschland zum Einsatz. Die Vereinbarung soll einen verlässlichen Rahmen für den Netzanschluss und den Betrieb des Speichers schaffen.

Transparenter Betrieb

Auch Betriebsdaten der Anlage stellt Ecoster über ein öffentlich zugängliches Dashboard bereit. Nach Angaben des Unternehmens lassen sich damit zentrale Kennzahlen des Batteriespeichers nachvollziehen. Ecoster sieht darin einen Beitrag zu mehr Transparenz beim Betrieb von Großspeichern. Die Speichermodule haben zusammen eine Leistung von 103,5 MW und eine Kapazität von 238 MWh.

„Mit Bollingstedt investiert Alpiq in ein Projekt, das neue Maßstäbe gesetzt hat – bei der Netzintegration, dem Betrieb und der Transparenz“, erläutert Jörn Rohland, CFO von Ecoster. Die Entscheidung eines internationalen Energieunternehmens für den Speicher bestätige aus seiner Sicht den Ansatz von Ecoster und zeige, dass Erfahrung und Betriebskonzepte am Markt relevant seien.

Ecoster bewertet die Transaktion zugleich als Zeichen für die zunehmende Professionalisierung des deutschen Speichermarktes. Nach Ansicht des Unternehmens entscheidet bei Großspeichern nicht allein die installierte Leistung über die Qualität eines Projekts. Ebenso wichtig seien belastbare Betriebs- und Vermarktungskonzepte sowie die Einbindung in das Stromsystem.

Netzdienlichkeit bewiesen

Eine zentrale Rolle spielt dabei das Flexible Connection Agreement. „Bollingstedt zeigt, dass Planbarkeit und Netzdienlichkeit keine Gegensätze sind“, sagt Rohland. Die Vereinbarung schaffe einen verlässlichen Rahmen für den Speicherbetrieb und könne dazu beitragen, wirtschaftliche und netzdienliche Anforderungen miteinander zu verbinden.

Die dabei gewonnenen Erfahrungen sollen nach Unternehmensangaben in die Entwicklung weiterer Großspeicherprojekte einfließen. Das Unternehmen will damit den Ausbau von Batteriespeichern in Deutschland unterstützen und zusätzliches Kapital für neue Projekte mobilisieren.

Die Übernahme knüpft an eine bestehende Zusammenarbeit zwischen Alpiq und Ecostar an. Beide Unternehmen hatten Ende 2025 bereits eine Kooperation im Zusammenhang mit einem Tolling-Vertrag für den Batteriespeicher Schuby bekannt gegeben. Mit dem Erwerb von Bollingstedt weitet Alpiq die Zusammenarbeit mit Ecostar nun aus. Die Transaktion wurde aufseiten von Ecostar von Société Générale als Financial Advisor begleitet. Die rechtliche Beratung übernahm die Kanzlei CMS. (sh)

// VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Oekostrom AG steigert Ergebnis und baut Erzeugung aus



Quelle: Fotolia / Minerva Studio

BILANZ. Die Oekostrom AG steigert im ersten Halbjahr Erzeugung und Ergebnis. Anfang des Jahres hat der österreichische Versorger damit begonnen, eine deutsche Handelsgesellschaft aufzubauen.

Die österreichische Oekostrom AG hat im ersten Halbjahr 2026 ihr Ergebnis verbessert und ihre Erzeugungskapazitäten ausgebaut. Der Konzernumsatz erhöhte sich gegenüber dem Vorjahreszeitraum leicht von 59,8 auf 60,2 Millionen Euro. Das Ebitda stieg von 4,6 auf 5,8 Millionen Euro. Beim Ebit verzeichnete das Unternehmen einen Anstieg von 1,45 auf 2,02 Millionen Euro. Das Ergebnis vor Steuern erreichte 1,21 Millionen Euro nach 812.000 Euro im ersten Halbjahr 2025.

Deutlich stärker fiel die Veränderung beim Konzernergebnis aus. Nach Abzug der Fremddanteile weist Oekostrom für die ersten sechs Monate 603.000 Euro aus. Im Vorjahreszeitraum waren es 68.000 Euro. Das Ergebnis nach Steuern einschließlich Fremddanteilen lag bei 930.000 Euro.

„2026 ist das Jahr mit dem größten Ausbau der Erzeugungskapazität der oekostrom AG seit ihrer Gründung. Wir lösen unser Wachstumsversprechen ein und liefern einen starken Beitrag zu einer nachhaltigen Energiezukunft“, betont CFO Jan Häupler bei der Vorstellung der Halbjahreszahlen des Versorgers mit Hauptsitz in Wien.

27 MW Photovoltaik gehen ans Netz

Einen Schwerpunkt setzte das Unternehmen auf den Ausbau seines Erzeugungsportfolios. In Parndorf, Herbstheim und Burgkirchen nahm Oekostrom Photovoltaikanlagen mit zusammen 26,8 MW Leistung in Betrieb. Damit erreichte die installierte Leistung einschließlich Fremdanteilen zum 30. Juni rund 130 MW. Die Stromproduktion der eigenen Wind- und Photovoltaikanlagen erhöhte sich von 93 auf 105 GWh. Trotz des Zubaus lag die Erzeugung damit mehr als 10 Prozent unter dem langjährigen Durchschnitt. Ursache waren vor allem schwache Windverhältnisse im Januar und Februar. Die PV-Anlagen produzierten dagegen über Plan.

Die größte der neuen Anlagen steht in Parndorf im Burgenland. Der dortige Agri-PV-Park verfügt über 17 MW, Oekostrom hält einen Anteil von 68 Prozent. Den Standort Parndorf will Oekostrom um einen Batteriespeicher erweitern. Das Land Burgenland erteilte im Juni die Genehmigung für das Projekt. Vorgesehen sind 9 MW Leistung und 18 MWh Speicherkapazität. Die Inbetriebnahme plant das Unternehmen für das zweite Quartal 2027. Weitere Speicherprojekte befinden sich nach Auskunft des Geschäftsberichts in Vorbereitung.

Auch bei Windkraft und Photovoltaik entwickelt Oekostrom weitere Projekte. Beim Windpark Erftstadt-Erp in Nordrhein-Westfalen wurden im ersten Halbjahr sechs Anlagen errichtet. Der Windpark verfügt über 21,6 MW, Oekostrom hält 40 Prozent. Die Inbetriebnahme ist für September vorgesehen. Weitere Projekte verfolgt das Unternehmen in Österreich, der Slowakei und Tschechien.

Energiehandel wächst, Vertrieb verliert Kunden

Neben der Erzeugung baut Oekostrom den Energiehandel aus. Das Handelsvolumen erhöhte sich im ersten Halbjahr von 324 auf 431 GWh. Das Unternehmen erweiterte seine Direkt- und Flexibilitätsvermarktung und reduzierte nach eigenen Angaben durch optimierte Abwicklungsprozesse die Kosten für Ausgleichsenergie. Mit dem Produkt „oekostrom neo“ vermarktet die Handelstochter inzwischen Batteriespeicher. Zum Halbjahresende hatte sie sechs Kunden beziehungsweise Speicherprojekte unter Vertrag.

In Deutschland bereitet Oekostrom mit Green Planet Energy, Naturstrom und den Elektrizitätswerken Schönau den Aufbau der „HandelGrün GmbH & Co. KG“ vor (wir berichteten). Oekostrom hält daran 25 Prozent. Die Gesellschaft soll als Direkt- und Flexibilitätsvermarkter für erneuerbare Energien tätig werden. Den Vermarktungsstart planen die Partner für den 1. Januar 2027.

Anders entwickelte sich das Endkundengeschäft. Die Zahl der Zählpunkte sank von 116.000 Ende 2025 auf rund 106.000 zur Jahresmitte. Oekostrom führt den Rückgang auf den Preiswettbewerb im österreichischen Strommarkt zurück und verzichtete nach eigenen Angaben auf eine Kampagne zur Neukundengewinnung. Der Stromabsatz an Endkunden verringerte sich entsprechend von 259 auf 235 GWh.

Für die zweite Jahreshälfte plant Oekostrom weitere Investitionen in Windkraft, Photovoltaik und Batteriespeicher. Zur Finanzierung bereitet das Unternehmen für Spätsommer beziehungsweise Herbst eine Kapitalerhöhung vor. Auf Basis eines genehmigten Kapitals von 3 Millionen Euro könnten rund 450.000 neue Aktien ausgegeben werden. Bestandsaktionäre sollen Bezugsrechte erhalten.

Für das Geschäftsjahr 2025 zahlte Oekostrom wegen des geringen Konzernergebnisses keine Dividende. Im laufenden Jahr setzt das Unternehmen neben dem Ausbau der Erzeugung auf zusätzliche Erlöse aus Direkt- und Flexibilitätsvermarktung. Im zweiten Halbjahr erwartet der Vorstand einen höheren Ergebnisbeitrag aus dem Handelsgeschäft. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Enviria und Four Parx starten PV-Kooperation



Eine Visualisierung der künftigen Dachanlage von Four Parx Dreieich. Quelle: Enviria

PHOTOVOLTAIK. Der Projektierer Enviria errichtet auf einer Gewerbeimmobilie von Four Parx in Dreieich eine PV-Anlage. Das hierzu gewählte Dachmietmodell soll auf weitere Standorte ausgeweitet werden.

Der Solarprojektierer Enviria und der Immobilienprojektentwickler Four Parx wollen auf der Gewerbeimmobilie „Four Parx Dreieich Airport“ in Dreieich (Hessen) erstmals gemeinsam eine Photovoltaikanlage mit 847,8 kW errichten. Der Baubeginn ist für das dritte Quartal 2026 vorgesehen. Nach Angaben der Unternehmen soll die Anlage jährlich rund 809.000 kWh Strom erzeugen.

Die Unternehmen setzen das Projekt über ein Dachmietmodell um. Enviria mietet die Flächen von Four Parx und übernimmt Finanzierung, Errichtung und Betrieb der Photovoltaikanlage. Die Mieter der Gewerbeimmobilie sollen den erzeugten Strom direkt von Enviria beziehen können. Eigene Investitionen in die Erzeugungsanlage sind für sie damit nicht erforderlich.

Für Melchior Schulze Brock, CEO von Enviria schafft das Dachmietmodell damit eine klare Rollenverteilung, die für den wirtschaftlichen Erfolg nötig ist: „Der Immobilieneigentümer stellt die Fläche bereit, während Enviria die Investition, die technische Umsetzung und den langfristigen Betrieb der Anlage übernimmt. Für die Mieter entsteht so ein unkomplizierter Zugang zu lokal erzeugtem Solarstrom, ohne eigene Investitionen oder betrieblichen Aufwand.“

Die Photovoltaikanlage verteilt sich auf zwei Dachbereiche: Die beiden Anlagenteile unterscheiden sich bei Leistung und prognostizierter Erzeugung. Auf dem ersten Dachbereich plant Enviria 990 Module mit einer Gesamtleistung von 445,5 kW. Der Projektierer erwartet dort einen Jahresertrag von rund 425.000 kWh. Der zweite Teil umfasst 894 Module und 402,3 kW. Für diesen Bereich kalkulieren die Unternehmen mit rund 384.000 kWh pro Jahr.

Das Vorhaben in Dreieich ist das erste gemeinsame Projekt von Enviria und Four Parx. Beide Unternehmen prüfen nach eigenen Angaben weitere Gewerbe- und Logistikimmobilien für eine Zusammenarbeit. Dabei geht es neben Photovoltaikanlagen auch um Batteriespeicher und Ladeinfrastruktur.

Ob diese Komponenten an weiteren Standorten zum Einsatz kommen, wollen die Partner unter anderem vom Verbrauchsprofil und vom jeweiligen Netzanschluss abhängig machen. Angaben zur Zahl der geprüften Immobilien, zur geplanten Gesamtleistung weiterer Anlagen oder zum Investitionsvolumen machten die Unternehmen nicht. (hr) // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Leverkusens Versorger will Spitzenmann aus Beckum loseisen



Daniel Dierich (Mitte) soll Chef in Leverkusen werden. Quelle: Energieversorgung Beckum

PERSONALIE. Die Energieversorgung Beckum muss sich perspektivisch um einen neuen Geschäftsführer bemühen. Der aktuelle Chef Daniel Dierich ist offenbar auf dem Sprung an den Rhein.

Es deutet sich ein Karrieresprung an. Dr. Daniel Dierich ist offenbar der Topfavorit auf den Chefsessel bei der Energieversorgung Leverkusen (EVL). Die am Rhein eingesetzte Findungskommission hat sich auf den derzeitigen Leiter der Energieversorgung Beckum (EVB) Dierich als Nachfolger des bald ausscheidenden kaufmännischen Geschäftsführers Thomas Eimermacher verständigt.

Das geht aus übereinstimmenden Medienberichten aus Leverkusen und Beckum hervor. Eine Anfrage dieser Redaktion an die Stadt Leverkusen, die ebenso 50 Prozent an der EVL hält wie das Kölner Energieunternehmen Rhein-Energie, blieb bis Redaktionsschluss unbeantwortet. Eine Sprecherin kündigte eine Reaktion für den Folgetag an. Aus Beckum gab es ebenfalls noch keine Stellungnahme.

Interessant ist die Entwicklung auch aus der Beckumer Perspektive. Die Energieversorgung Beckum (EVB) als aktueller Arbeitgeber von Daniel Dierich konnte davon ausgehen, dies bis Ende 2030 auch zu bleiben. Denn die vorzeitige Vertragsverlängerung zwischen Unternehmen und Spitzenmann ist noch nicht allzu lange her. Im Juni 2025 hatte die EVB bekannt gegeben, die Zusammenarbeit mit dem promovierten Diplom-Kaufmann auszudehnen. Er hatte 2021 bei der EVB, die mehrheitlich eine Tochter der Stadt (66 Prozent der Anteile) ist und zu 34 Prozent der Westenergie AG gehört, angeheuert.

Die Westfalen versorgen nach eigenen Angaben mit über 70 Beschäftigten mehr als 24.000 Kundinnen und Kunden mit Strom, Gas und Wärme. In Leverkusen würde Dierich einem größeren Unternehmen vorstehen, das über 380 Mitarbeitende zählt. 2025 versorgte die EVL laut Website etwa 80.000 Haushalte mit Energie und Wasser.

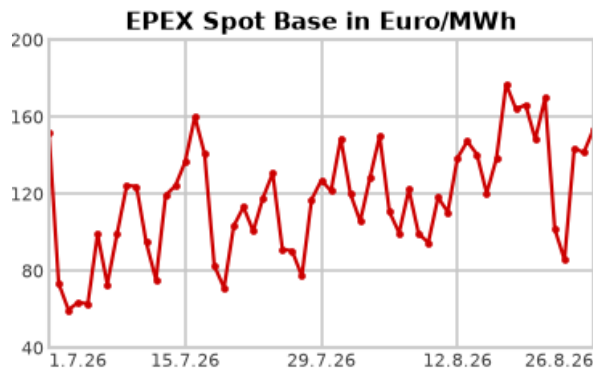
Leverkusen beendet mit dem designierten Wechsel in der Unternehmensleitung die Zeit der Doppelspitze. Thomas Eimermacher soll den Berichten zufolge früher in den Ruhestand wechseln. Eigentlich läuft sein Vertrag Ende 2028 aus. Zuvor war bereits der technische Geschäftsführer Ulrik Dietzler aus Altersgründen ausgeschieden.

Der neue EVL-Chef Dierich soll möglichst zum 1. Januar 2027 oder im April übernehmen. Dies hängt letztlich auch von der Bereitschaft in Beckum ab, den Unternehmensverantwortlichen von seinen Aufgaben zu entbinden. In Leverkusen steht die Beratung der Personalie durch den Stadtrat aus, danach muss noch die Gesellschafterversammlung der Energieversorgung zustimmen. (vs) // VON VOLKER STEPHAN

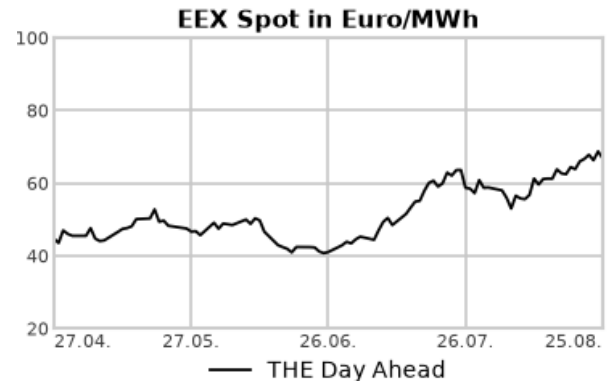
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Strommarkt vor Entlastung durch mehr Wind



Quelle: E&M

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

Uneinheitlich haben sich die Energiemärkte am Dienstag präsentiert. Der deutsche Strommarkt legte am kurzen Ende überwiegend zu, während das Frontjahr nachgab.

Für die kommenden Tage zeichnet sich eine deutlich höhere Wind-Einspeiseleistung ab, die auch das kurze Ende belasten dürfte. Die CO₂-Preise setzten ihre Aufwärtsbewegung fort, wobei der technische Ausblick nach dem Überschreiten wichtiger Widerstände zunehmend bullish ausfällt. Die Gaspreise gaben nach, hielten sich angesichts niedriger Speicherstände und der geopolitischen Risiken aber auf hohem Niveau.

Strom: Überwiegend fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Dienstag gezeigt. Der Day-ahead gewann im Base 12,25 auf 154,00 Euro je Megawattstunde und im Peak 19,25 auf 140,25 Euro je Megawattstunde.

Am Mittwoch dürfte die Einspeiseleistung der Erneuerbaren laut den Meteorologen von Eurowind nur leicht ansteigen, ein deutlicher Anstieg wird dann für den Donnerstag erwartet. Mit Ausnahme des Freitags dürfte auch an den darauffolgenden Tagen stets mehr als 30 GW an Erneuerbaren-Einspeiseleistung anfallen. Dabei soll es vor allem windig werden. Das US-Wettermodell erwartet ab Mittwoch für die kommenden 14 Tage (teils stark) überdurchschnittliche Windstrommengen. Auch die Temperaturen dürften ab diesem Zeitpunkt wieder im leicht überdurchschnittlichen Bereich liegen.

Am langen Ende verlor das Strom-Frontjahr bis zum Nachmittag 0,75 auf 112,13 Euro je Megawattstunde.

CO₂: Die CO₂-Preise haben am Berichtstag weiter zugelegt. Der Dec 26 gewann bis 14.00 Uhr 0,15 auf 83,95 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 8,8 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 84,69 Euro, das Tief bei 83,60 Euro.

Für den Preisanstieg am CO₂-Markt zum Wochenstart gab es laut den Analysten von Redshaw Advisors keinen eindeutigen Auslöser. Vermutlich habe eine Kombination aus fundamentaler Nachfrage der Stromerzeuger angesichts derzeit attraktiver Margen für Kohlekraftwerke und anschließenden technisch getriebenen Käufen nach dem Durchbrechen wichtiger Widerstandsmarken für Auftrieb gesorgt.

Der Anstieg über die Marke von 83,77 Euro am CO2-Markt und die anschließende Stabilisierung oberhalb dieses Niveaus verschieben den Analysten zufolge den zuvor neutralen technischen Ausblick in Richtung bullish. Allerdings dürfte die Einspeiseleistung der erneuerbaren Energien in den kommenden Tagen wieder auf saisonübliche Werte steigen. Sollten auch die Gaspreise wieder steigen, könnte dies die Nachfrage sowohl der Stromerzeuger als auch der Industrie dämpfen und damit das weitere Aufwärtspotenzial der EUAs begrenzen.

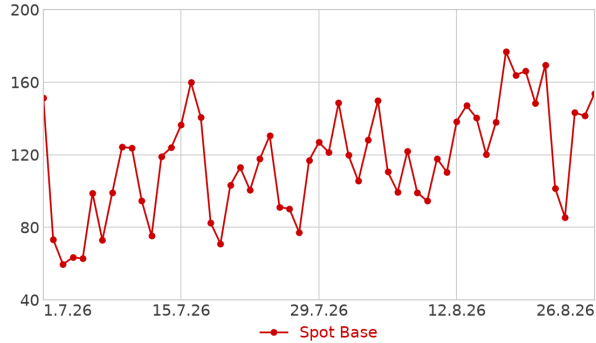
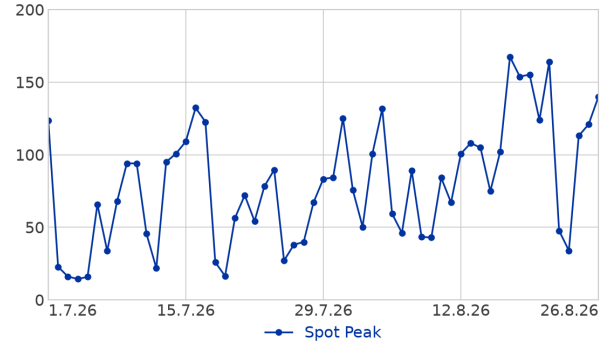
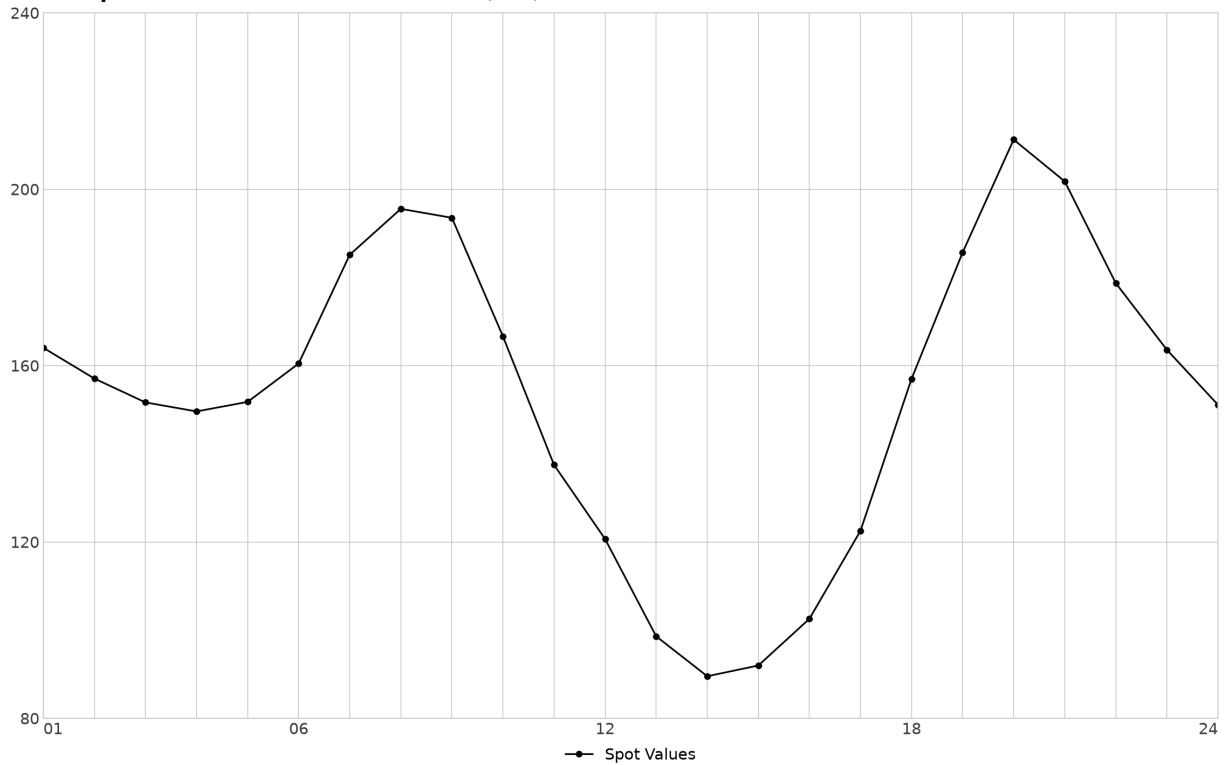
Erdgas: Die europäischen Gaspreise haben am Dienstag nachgegeben, hielten sich aber auf einem vergleichsweise hohen Niveau. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 14.00 Uhr 2,050 auf 66,250 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es für den Day-ahead um 0,050 auf 68,800 Euro je Megawattstunde nach unten.

Die neuen US-Maßnahmen gegen den Iran verstärkten die Sorgen vor weiteren Beeinträchtigungen der Energieversorgung aus der Golfregion weniger stark als von Marktteilnehmern im Vorfeld erwartet.

Nach Angaben des US-Finanzministeriums zielen die ausgeweiteten Sekundärsanktionen unter anderem auf iranische Digital-Assets sowie den Technologie-, Gold-, Luftfahrt- und Schifffahrtssektor. Darüber hinaus verhängte Washington neue Sanktionen gegen fast 60 Unternehmen, Personen und Schiffe. Ihnen wird unter anderem vorgeworfen, Öleinnahmen für den Iran zu generieren, Waffen zu beschaffen und Cyberoperationen zu unterstützen. Der Gasmarkt reagierte unterdessen eher verhalten. (map)

// VON MARIE PFEFFERKORN

[^ Zum Inhalt](#)

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

Strom Terminmarkt

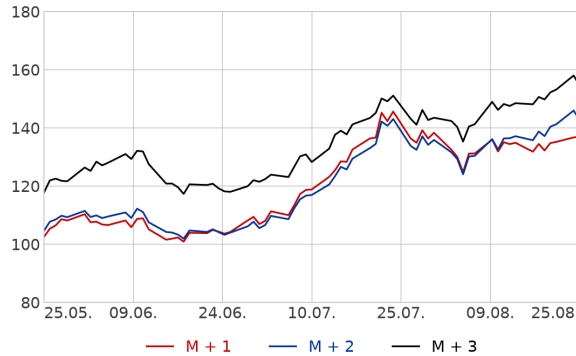
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	25.08.26	German Power Sep-2026	136,90
M2	25.08.26	German Power Oct-2026	142,70
M3	25.08.26	German Power Nov-2026	154,59
Q1	25.08.26	German Power Q4-2026	148,98
Q2	25.08.26	German Power Q1-2027	144,04
Q3	25.08.26	German Power Q2-2027	95,77
Y1	25.08.26	German Power Cal-2027	113,21
Y2	25.08.26	German Power Cal-2028	91,31
Y3	25.08.26	German Power Cal-2029	81,16

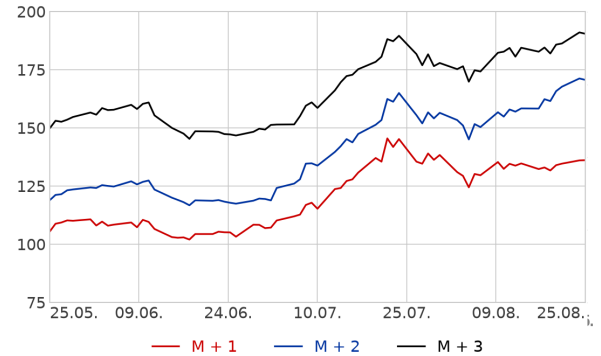
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	25.08.26	German Power Sep-2026	136,10
M2	25.08.26	German Power Oct-2026	170,63
M3	25.08.26	German Power Nov-2026	190,44
Q1	25.08.26	German Power Q4-2026	183,74
Q2	25.08.26	German Power Q1-2027	165,01
Q3	25.08.26	German Power Q2-2027	79,32
Y1	25.08.26	German Power Cal-2027	118,82
Y2	25.08.26	German Power Cal-2028	98,07
Y3	25.08.26	German Power Cal-2029	87,46

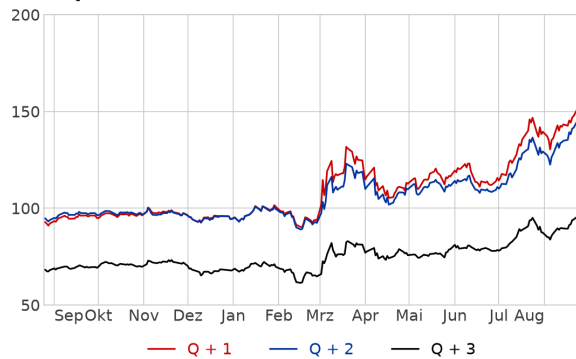
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



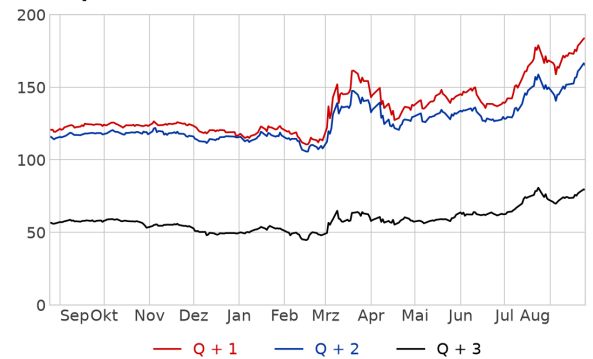
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



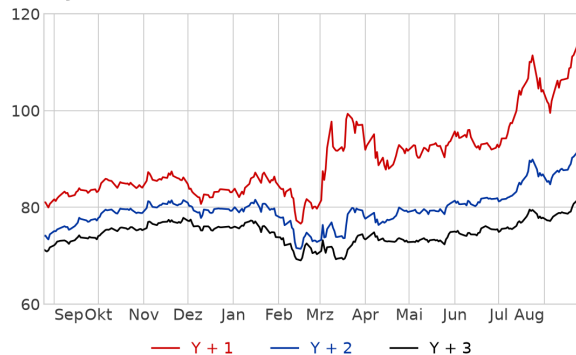
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



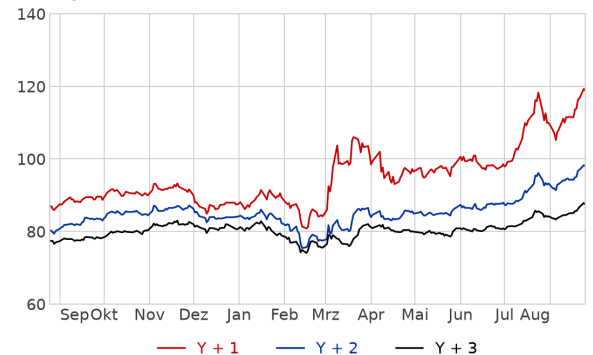
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)

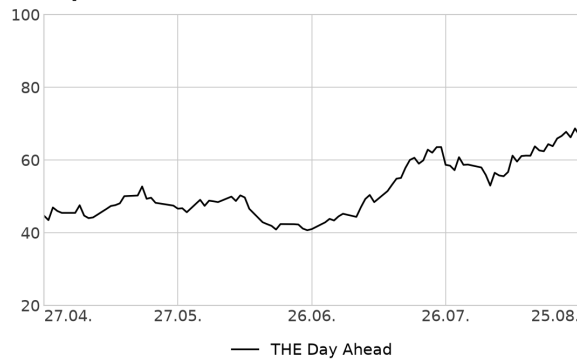


Gas Spot- und Terminmarkt

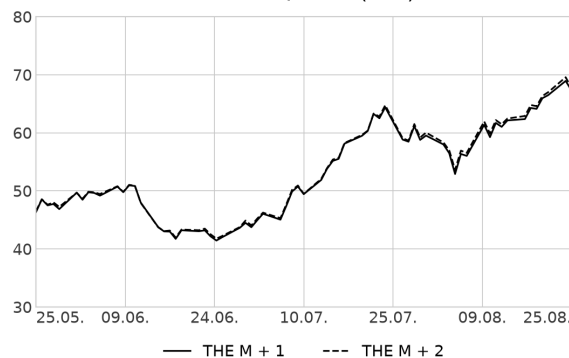
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	25.08.26	German THE Gas Sep-2026	67,31
M2	25.08.26	German THE Gas Oct-2026	67,71
Q1	25.08.26	German THE Gas Q4-2026	67,71
Q2	25.08.26	German THE Gas Q1-2027	65,78
S1	25.08.26	German THE Gas Win-2026	66,75
S2	25.08.26	German THE Gas Sum-2027	44,49
Y1	25.08.26	German THE Gas Cal-2027	49,53
Y2	25.08.26	German THE Gas Cal-2028	33,65

EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



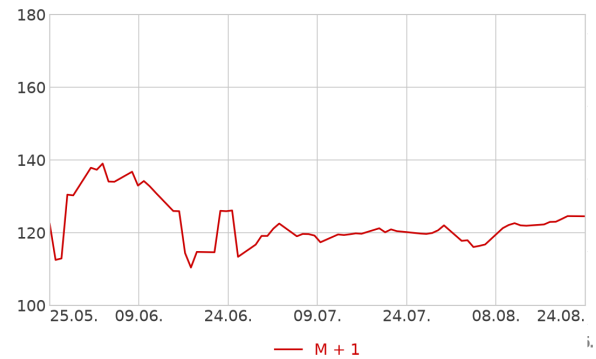
Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	25.08.26	153,65	EUR/MWh
Germany Spot peak	25.08.26	139,77	EUR/MWh
EUA September	25.08.26	83,89	EUR/tonne
Coal API2 September 20	24.08.26	124,50	USD/tonne

Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day AI	25.08.26	66,75	EUR/MWh
German THE Gas Sep-20	25.08.26	67,31	EUR/MWh
German THE Gas Cal-20	25.08.26	49,53	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jul-2026	25.08.26	88,58	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Geschäftsführer (m/w/d) Erneuerbare Energien

Geschäftsführer (m/w/d) für NaturEnergy & NaturStromProjekte. Führe die Energiewende strategisch ...
in Bamberg (+1 weiterer Standort)

06.08.2026

Vorstand/Geschäftsführung



Pflegefachkraft (m/w/d) für unsere gastroenterologische Station

Für unsere Klinikum Landkreis Tuttlingen gGmbH suchen wir zum nächstmöglichen Zeitpunkt: Pflege...
in Deutschland

vor 2 h

Ausbildung Weiterbildung



Leitender Oberarzt für Mikrobiologie / Krankenhaushygiene (m/w/d) in Kulmbach

Leitender Oberarzt für Mikrobiologie / Krankenhaushygiene (m/w/d) Stellen-ID: 1141 Standort: Kulmb...
in Kulmbach

vor 2 h



Ärztlicher Leiter für Krankenhaushygiene und Antibiotic-Stewardship (m/w/d) in Frankfurt...

Ärztlicher Leiter für Krankenhaushygiene und Antibiotic-Stewardship (m/w/d) Stellen-ID: 2781 Standor...
in Frankfurt am Main

vor 2 h

Weiterbildung



Oberarzt für Gynäkologie (m/w/d) in Ingolstadt

Oberarzt für Gynäkologie (m/w/d) Stellen-ID: 3254 Standort: Ingolstadt Anstellungsart(en): Vollzeit Ihr ...
in Ingolstadt

vor 2 h

Weiterbildung

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

IHRE E&M REDAKTION:

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



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



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



Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



Korrespondent Brüssel: **Tom Weingärnter**
 Korrespondent Wien: **Klaus Fischer**
 Korrespondent Zürich: **Marc Gusewski**
 Korrespondenten-Kontakt: **Kerstin Bergen**



Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Kerstin Bergen**



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



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



Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie

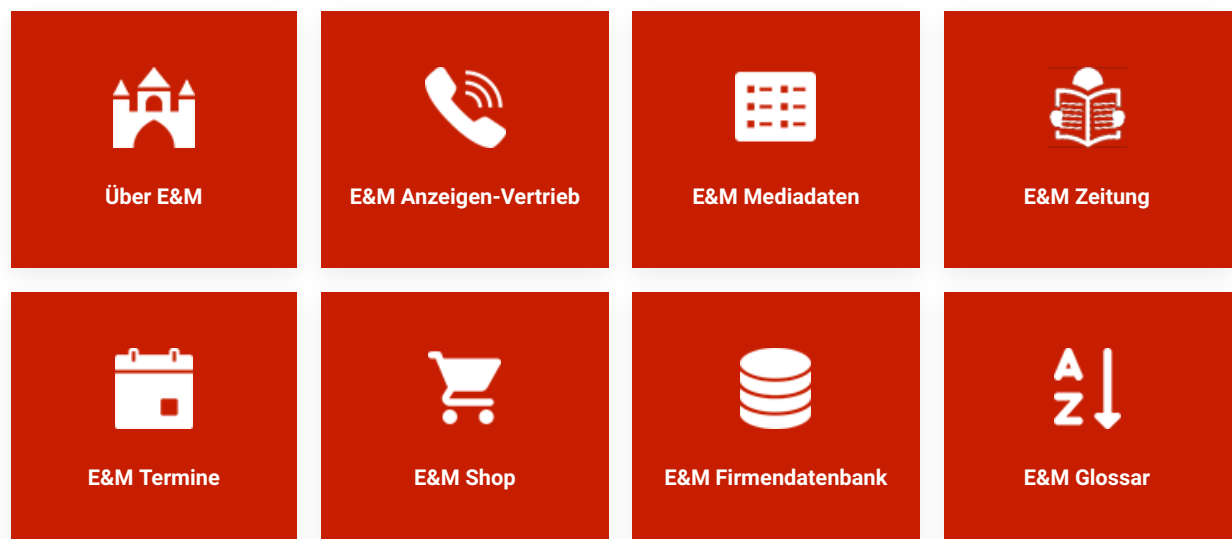


Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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

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



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Mühlfelder Str. 18 a - D-82211 Herrsching

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

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

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

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

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

Folgen Sie E&M auf:

