



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT

HANDEL &
MARKT

TECHNIK



UNTERNEHMEN

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

STROM



100,93 €/MWh

Exep Spot DE-LU Day Base

GAS



35,59 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

ZITAT DES TAGES

„So läuten wir eine neue Phase der Integration von Großbatterien ins Stromversorgungssystem ein“

Nick Seeger, Geschäftsführer der Bayernwerk Netz, stellte gemeinsam mit dem Partner Max-Solar ein Projekt für netzdienliche Speicher vor.

INSIDE EU ENER-
GIE

Wettbewerbsfähigkeit und Dekarbonisierung

STROMNETZ

Industrienetztgelte werden in AgNeS neu geregelt

WÄRME

Klärschlamm als Rohstoff und Wärmelieferant

Inhalt

TOP-THEMA

→ **KLIMASCHUTZ:** Bayern legt Plan für CCS und CCU vor

POLITIK & RECHT

- **INSIDE EU ENERGIE:** Wettbewerbsfähigkeit und Dekarbonisierung
- **POLITIK:** Reiche bremst Ausbaupläne
- **STUDIEN:** Kommunen fehlen Mittel für Energiewende vor Ort
- **BIOGAS:** Biomethanbranche erhält Aufschub beim Netzanschluss
- **ÖSTERREICH:** Studie zeigt großen Bedarf an Batteriespeichern

HANDEL & MARKT

- **STROMNETZ:** Industrienetztgelte werden in AgNeS neu geregelt
- **VERTRIEB:** E-Optimum punktet mit Erdgas
- **IT:** Neues Joint Venture für smarte Stromlösungen
- **STATISTIK DES TAGES:** Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung in Japan

TECHNIK

- **WÄRME:** Klärschlamm als Rohstoff und Wärmelieferant
- **SPEICHER:** Großbatterie soll Netzengpässe gezielt entlasten
- **STROMNETZ:** Abschnitt Nord der Netzanbindung Südharz genehmigt
- **F&E:** Erneuerbarenverband fordert konkrete Energieforschung

UNTERNEHMEN

- **MIETERSTROM:** Node Energy und Metergrid nehmen Immobiliensektor ins Visier
 - **PERSONALIE:** Stadtwerke-Kooperation EEG verbreitert Geschäftsführung
 - **WÄRME:** Großwärmepumpe für 2.800 Einheiten in Hamburg geplant
 - **VERTRIEB:** Thermondo bietet Wärmepumpen auf Pump an
-

MARKTBERICHTE

- **MARKTKOMMENTAR:** Energienotierungen plätschern dahin
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

Bayern legt Plan für CCS und CCU vor



Quelle: Pixabay / Malte Reimold

KLIMASCHUTZ. Das bayerische Wirtschaftsministerium hat einen eigenen Aktionsplan für Technologien zur Abscheidung, Nutzung und Speicherung von Kohlendioxid veröffentlicht.

Der vom Ministerium vorgelegte CCS/CCU-Aktionsplan soll ein Teilstück zur Dekarbonisierung der bayerischen Wirtschaft sein. „Ziel ist es, den Unternehmen im Freistaat Planungssicherheit zu verschaffen“, teilt die Behörde mit Sitz in München mit.

Der Aktionsplan besteht aus insgesamt 20 Einzelmaßnahmen, die eine industrielle und wirtschaftlich tragfähige Anwendung von Technologien zur Abscheidung (Capture) und Speicherung (Storage) von CO₂ (CCS) oder die anschließende Nutzung (Utilization) von CO₂ (CCU) im Freistaat ermöglichen sollen. Er sei in enger Zusammenarbeit mit den Akteuren der Wirtschaft und Wissenschaft sowie einschlägigen Verbänden entwickelt worden, heißt es weiter.

Im Freistaat fallen im Jahr etwa sieben bis zehn Millionen Tonnen Kohlendioxid an, die als technisch „unvermeidbar anzusehen sind.“ Diese Emissionen fallen vor allem in der Zement-, Kalk- oder Chemieindustrie sowie in der Abfallwirtschaft an. CCS-Technologien gelten hier als zentraler Hebel zur CO₂-Minderung. Der Aktionsplan umfasst 20 Maßnahmen in sieben Handlungsfeldern, die bis 2027 umgesetzt und anschließend evaluiert werden sollen.

Bayern verfügt bislang über keine relevante CO₂-Transport-Infrastruktur. Der Aufbau eines Netzes zum Transport des abgeschiedenen CO₂, auch unter Nutzung bestehender Erdgasleitungen, ist eine zentrale Maßnahme. Bayern sieht sich dabei nicht nur als Emissionsquelle, sondern auch als Transitregion für CO₂ aus Österreich und Tschechien, heißt es in dem Aktionsplan.

Eine Studie zur geologischen Eignung möglicher Speicherstätten im Freistaat ist geplant. Bayern will prüfen, ob es nach der Novellierung des Kohlendioxidspeichergesetzes möglich ist, CO₂ auf eigenem Staatsgebiet zu verpressen. Genehmigungsprozesse sollen beschleunigt und frühzeitig koordiniert werden. Angestrebt wird eine Orientierung an den Standards für das Wasserstoffkernnetz, um Synergien zu heben.

Eigene Geschäftsstelle für CCU/CCS

Zur fachlichen Begleitung soll eine Geschäftsstelle für CCU/CCS geschaffen werden, ergänzt um einen permanenten Expertenkreis mit Vertretern aus Industrie, Wissenschaft und Verwaltung. Öffentlichkeitsarbeit und Bürgerdialog, insbesondere im Falle einer CO₂-Speicherung im Freistaat, sind Bestandteil eines mehrstufigen Kommunikationskonzepts. Darüber hinaus soll der Zugang zu Fachkräften durch gezielte Weiterbildungsangebote gestärkt werden, da die Implementierung von CCS technisches Spezialwissen erfordert.

Der Freistaat betont ausdrücklich die Bedeutung stofflicher CO₂-Nutzung (CCU) als Teil einer künftigen Kohlenstoffkreislaufwirtschaft. Unter Einsatz von grünem Wasserstoff kann CO₂ zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe oder chemischer Grundstoffe genutzt werden. Dieser Pfad soll fossile Kohlenstoffquellen langfristig ersetzen und Bayerns Industrie unabhängiger machen.

Hubert Aiwanger, Bayerischer Staatsminister für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie sowie stellvertretender Ministerpräsident des Freistaats Bayern, erklärt: „Der Aktionsplan ist ein wichtiger Baustein zur Dekarbonisierung. In einigen Sektoren sind die CO₂-Emissionen prozessbedingt. Diesen Unternehmen wird mit den Maßnahmen des Aktionsplanes nun geholfen.“

Der „[Aktionsplan CCU/CCS zum Carbon Management in Bayern](#)“ kann auf der Webseite des Bayerischen Wirtschaftsministeriums heruntergeladen werden. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

POLITIK & RECHT



Quelle: Pixabay / NakNakNak / E&M

Wettbewerbsfähigkeit und Dekarbonisierung

INSIDE EU ENERGIE. Brüssel steht in dieser Woche unter dem Eindruck der künftigen Finanzplanung der EU. Sie hat auch Konsequenzen für die Energie- und Klimapolitik.

Zwei Billionen Euro will die EU-Kommission im Zeitraum von 2028 bis 2034 ausgeben, zwei Drittel mehr als in der laufenden Siebenjahres-Periode. Zur Begründung verweist man in Brüssel auf neue Aufgaben, die auf die Union zukommen, wie etwa die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit und die Anpassung an den Klimawandel. Und dann ist da noch der Schuldendienst für den Coronafonds, aus dem inzwischen auch grüne Investitionen gefördert werden.

Von den zwei Billionen sind 35 Prozent für „grüne“ Ausgaben vorgesehen. Darunter fallen Ausgaben, die dem Umwelt- und dem Klimaschutz dienen. Knapp die Hälfte des Budgets steht in Zukunft für die Agrar- und Regionalpolitik bereit, ein knappes Viertel für die Stärkung der europäischen Wirtschaft. Der Europäische Fonds für Wettbewerbsfähigkeit ist mit 409 Milliarden Euro ausgestattet und soll Investitionen in die Dekarbonisierung, in den digitalen Wandel, die Gesundheit, Biotechnologie sowie für die Verteidigung und die Raumfahrt fördern, vorwiegend über zinsgünstige Darlehen und Garantien. Insgesamt könnten damit Investitionen von mehr als 1.000 Milliarden Euro veranlasst werden, sagt Industriekommissar Stéphane Séjourné.

Deutlich mehr Geld für Energieinfrastruktur

Hinzu kommen 175 Milliarden Euro für die Forschungsförderung und die Mittel aus dem Innovationsfonds (etwa 40 Milliarden Euro). Deutlich ausweiten will die Kommission das Programm „Europa verbinden“ (Connecting Europe Facility, CEF): die Mittel für den Ausbau der grenzüberschreitenden Energieinfrastruktur sollen von 6 auf 30 Milliarden Euro erhöht werden, gefördert werden in Zukunft nicht nur Interkonnectoren, sondern auch Projekte zu grenzüberschreitenden Zusammenarbeit bei den erneuerbaren Energien. Erhalten bleibt der Soziale Klimafonds (SCF); für die soziale Abfederung der Klimapolitik will die Kommission auch in der kommenden Finanzperiode 50 Milliarden Euro bereitstellen.

Außerdem können die Mitgliedsstaaten auch Mittel aus der Regionalförderung in klimawirksame Investitionen lenken. Projekte, die anfällig für den Klimawandel sind, sollen dagegen grundsätzlich nicht mehr aus dem EU-Haushalt gefördert werden. Jedes Projekt müsse so konzipiert sein, dass es dem Klimawandel standhalte.

Gleichzeitig möchte die Kommission stärker an den Einnahmen aus der Klimapolitik beteiligt werden. Aus dem Verkauf von Emissionsrechten des ETS sollen die Mitgliedsstaaten 9,6 Milliarden Euro pro Jahr nach Brüssel überweisen und von den Einnahmen aus dem Klimazoll (CBAM) 1,8 Milliarden Euro im Jahr. Unternehmen (auch der Energiewirtschaft) mit einem Umsatz von mehr als 100 Millionen Euro im Jahr sollen eine Binnenmarktabgabe bezahlen, die zwischen 100.000 und 750.000 Euro pro Jahr betragen würde. Sie soll 6,8 Milliarden Euro pro Jahr in die europäische Kasse spülen.

Die Industrie begrüßt die üppigen Subventionstöpfe, die Brüssel sich von den Mitgliedsstaaten finanzieren lassen möchte. Besorgt sei man jedoch über die Pläne, der Kommission zu mehr eigenen Einnahmen zu verhelfen. Besonders die umsatzabhängige Binnenmarktabgabe beschädige die Attraktivität der EU für Investoren, heißt es in einer Erklärung des Industrieverbandes Business Europe.

Der Europaabgeordnete Markus Ferber (CSU) hält den Wunsch der Kommission nach zusätzlichen, eigenen Einnahmen zwar für nachvollziehbar, die Binnenmarktabgabe sei aber „vollkommen konträr zur Wettbewerbsfähigkeits-Agenda“. Die Vorschläge der Kommission müssen noch vom Parlament und von den Mitgliedsstaaten gebilligt werden. Das letzte Wort über die Finanzausstattung der EU ist also noch lange nicht gesprochen.

Das Parlament geht jetzt in die Sommerpause. Zuvor haben die Abgeordneten des Industrie- und des Handelsausschusses aber noch über den Ausstieg aus der Gasversorgung durch Russland beraten. Die Berichterstatter beider Ausschüsse sprachen sich dafür aus, den Bezug von russischem Gas schneller zu beenden als die Kommission vorgeschlagen hat.

Gleichzeitig äußerten viele Abgeordnete Zweifel daran, dass sich Unternehmen bei einer von Brüssel erzwungenen, vorzeitigen Kündigung von Lieferverträgen auf höhere Gewalt berufen können. Das wäre die Voraussetzung dafür, von Gazprom nicht in Regress genommen zu werden. Andrea Wechsler (CDU) und Christian Ehler (CDU) verwiesen auf den Artikel 15 der vorgeschlagenen Verordnung. Danach kann die Kommission den Bezug von russischem Gas unter bestimmten Umständen auch wieder erlauben. Der Energiekommissar Dan Jørgensen versicherte den Abgeordneten, die Prüfung der Kommission habe ergeben, dass Gazprom keine Ansprüche auf Regress durchsetzen könne.

Auch die Befürchtung der Abgeordneten, eine zügige Beendigung des Bezuges von russischem Gas werde zu Preiserhöhungen führen, wies der Energiekommissar zurück. Die Kommission rechne mit einem anhaltenden Abwärtstrend beim Gasverbrauch und in den nächsten Jahren mit einem höheren Angebot.



Tom Weingärtner
Quelle: E&M

// VON TOM WEINGÄRTNER

[^ Zum Inhalt](#)

Reiche bremst Ausbaupläne



Quelle: Shutterstock / nitpicker

POLITIK. Bis Ende des Sommers will Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche einen „Realitätscheck“ zur Energiewende vorlegen. Es könnte sich vieles ändern.

Wirtschafts- und Energieministerin Katherina Reiche (CDU) strebt einen Kurswechsel bei der Energiewende an. „Die Kosten müssen insgesamt runter“, sagte die CDU-Politikerin der *Deutschen Presse-Agentur*. „In den vergangenen Jahren war das politische Ziel allein auf den Zubau fixiert. Die Energiewende wird aber nur erfolgreich sein, wenn wir den Ausbau der Erneuerbaren und die Kosteneffizienz konsequent zusammenzubringen. Das muss das Ziel sein.“ Betreiber von Ökostrom-Anlagen sollten sich aus Reiches Sicht künftig an der Finanzierung des Stromnetzausbaus beteiligen.

Ende des Sommers will Reiche einen „Realitätscheck“ zur Energiewende vorlegen. „Wir brauchen zwingend mehr Steuerbarkeit, um die Volatilität der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien ausgleichen zu können. Auch Speicher spielen zum Ausgleich eine Rolle. Sie sind Teil der Lösung, aber reichen allein nicht aus. Wir werden uns die Ergebnisse genau anschauen, und dann werden wir die notwendigen Schlüsse daraus ziehen.“

Reiches Amtsvorgänger Robert Habeck (Grüne) hatte mit verschiedenen Maßnahmen den Ausbau des Ökostroms vor allem aus Wind und Sonne vorangetrieben. Die erneuerbaren Energien sollen eine Schlüsselrolle spielen, damit Klimaziele erreicht werden. Der Ausbau der Stromnetze hält aber nicht Schritt. Und zugleich kosten Ausgleichsmaßnahmen gegen Netzengpässe viel Geld.

Kosten werden laut Reiche nur verschoben

Mit Blick auf geplante Entlastungen der Stromkunden bei den Netzentgelten, mit denen unter anderem der Netzausbau finanziert wird, sagte die Ministerin: Momentan würden Kosten vom Stromkunden in die öffentlichen Haushalte und damit auf den Steuerzahler verschoben – in einer Größenordnung von rund 30 Milliarden Euro. „Wir lösen damit nicht das grundlegende Problem. Die Entlastungen bei der Stromsteuer, die Abschaffung der Gasspeicherumlage, die teilweise Übernahme der Netzkosten und die Übernahme der schon länger in den Haushalt verlagerten EEG-Kosten machen zusammen rund 30 Milliarden Euro aus.“ Die Energiewende müsse kosteneffizienter werden.

Eine wesentliche Kenngröße sei der prognostizierte Stromverbrauch, sagte Reiche. „Die letzte Regierung hat angenommen, dass der Stromverbrauch schon 2030 auf bis zu 750 Terawattstunden steigt, bis 2035 gibt es Prognosen von 1.000 Terawattstunden.“ Das wäre eine Steigerung von fast 50 Prozent innerhalb weniger Jahre. „Seriose Studien zweifeln, ob diese Steigerungen der Realität standhalten. Wir werden eine deutliche Zunahme der Elektrifizierung sehen, insbesondere im Bereich der Wärmepumpen, der Elektromobilität, der Digitalisierung. Ob in den von der Ampel angenommenen Größenordnungen, darf bezweifelt werden.“

Betreiber von Ökostrom-Anlagen sollen mehr Systemverantwortung übernehmen

Der Ausbaupfad der erneuerbaren Energien und der Netzausbau müssten synchronisiert werden, sagte Reiche. Betreiber von Anlagen erneuerbarer Energien müssten mehr Systemverantwortung übernehmen. Sie sollten sich an der Finanzierung des Netzausbaus beteiligen. „Systemverantwortung heißt, dass die Kosten für den Netzausbau nicht mehr nur über die Netzbetreiber und die allgemeinen Netzentgelte von den Stromkunden zu bezahlen sind“, sagte Reiche. Die Kosten für den Netzausbau liegen bisher voll beim Netzbetreiber und werden über die Netzentgelte von den Stromkunden bezahlt.

Für die Reform der Netzentgelte ist die Bundesnetzagentur zuständig. In einem Diskussionspapier ist auch die Rede von einer Verbreiterung der Finanzierungsbasis durch eine Beteiligung von „Einspeisern“ an den Netzkosten. „Wir müssen zu einer fairen Verteilung der Verantwortung kommen“, sagte Reiche. „Wir brauchen die Erneuerbaren für die Dekarbonisierung. Wir brauchen sie auch, weil es innovative Technologien sind. Aber Risiko und Kosten dürfen nicht einseitig auf die Kunden übertragen werden. Die Erneuerbaren können und müssen mehr Systemverantwortung übernehmen. Und das heißt auch, Verantwortung für die Kosten des Gesamtsystems zu übernehmen und einen Beitrag zur Netzstabilität, zur Regelbarkeit und zur Steuerbarkeit zu leisten.“

Reiche sagte weiter: „Das bisherige System, das erneuerbare Energien teilweise vergütet, egal, ob sie einspeisen oder nicht, bedarf aus volkswirtschaftlicher Sicht schnellstens einer Überarbeitung.“ Den Ausbaupfad könne man dann beibehalten, wenn Systemverantwortung durch die Erneuerbaren wahrgenommen werde.

Die Ministerin sagte, sie habe sich ausdrücklich zu den Klimazielen 2045 bekannt. „Aber die Ziele sind sehr, sehr ambitioniert. Jeder, der sich mit der Frage ernsthaft beschäftigt, wird dem zustimmen.“ // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Kommunen fehlen Mittel für Energiewende vor Ort



Quelle: Dena

STUDIEN. Die Deutsche Energie-Agentur (Dena) zeigt in einer neuen Studie, wie Kommunen die Energiewende stemmen könnten – und fordert strukturelle Unterstützung von Bund und Ländern.

Kommunen sind zentrale Akteure der Energiewende in Deutschland: Sie sanieren öffentliche Gebäude, fördern erneuerbare Energien und gestalten die Wärmewende vor Ort. Doch vielerorts scheitert die Umsetzung an unklaren Zuständigkeiten, knappen Budgets und fehlendem Personal. Das zeigt die neue Studie der Deutschen Energie-Agentur (Dena) mit dem Titel „Kommunen als zentrale Umsetzungsinstanz einer erfolgreichen Energiewende“.

Die Dena hat drei Fachgutachten eingeholt und übergreifende Empfehlungen für die Bundespolitik formuliert. Im Fokus der 490-seitigen Studie stehen die vier Handlungsebenen: rechtliche Rahmenbedingungen, finanzielle Ressourcen, Verwaltungsstrukturen sowie operative Umsetzungsmöglichkeiten.

Nicole Pillen, Bereichsleiterin Urbane Energiewende bei der Dena, fordert: „Um die Aufgaben der Energiewende zu stemmen, brauchen Kommunen dringend mehr rechtliche, finanzielle und personelle Handlungsspielräume.“ Insbesondere stärkere Energiedienstleistungen wie das Energiespar-Contracting könnten helfen, etwa bei der energetischen Sanierung öffentlicher Gebäude.

Fehlende Passung zwischen Bund und Kommune

Ein zentrales Problem sieht die Studie im Auseinanderklaffen von bundespolitischen Vorgaben und der lokalen Umsetzungspraxis. Während auf kommunaler Ebene immer mehr Aufgaben anfallen, fehlt es gleichzeitig an Planungssicherheit und Ressourcen. Um diese Lücken zu schließen, empfiehlt die Dena unter anderem einen strukturierten Bund-Länder-Dialog. Eine koordinierende Geschäftsstelle könnte dabei die Perspektive der Kommunen stärker einbinden und den Austausch zwischen den Ebenen institutionalisieren.

Ein weiterer Vorschlag ist ein „Kommunaler Realisierbarkeit-Check“. Damit soll künftig sichergestellt werden, dass neue gesetzliche Vorgaben mit den tatsächlichen Kapazitäten der Kommunen vereinbar sind. Bei Bedarf sollen zusätzliche Unterstützungsangebote oder Entbürokratisierungen geprüft werden.

Innovationsspielräume schaffen

Die Studie spricht sich auch für einen kommunalen Innovationsbonus und eine Experimentierklausel aus. Diese sollen gezielt Anreize schaffen, um neue Lösungsansätze vor Ort zu erproben. Damit könnten Verwaltungen ihre Handlungsspielräume erweitern und schneller auf lokale Anforderungen reagieren.

Darüber hinaus empfiehlt die Dena den gezielten Ausbau von Förderprogrammen – etwa zur Gründung regionaler Energie- und Wertschöpfungsagenturen oder zur Finanzierung zusätzlicher Fachkräfte. Auch Aufgaben wie Kommunikation und Koordination sollten laut Dena stärker unterstützt werden, um die Resilienz und Handlungsfähigkeit der Kommunen langfristig zu sichern.

Als weiteres Instrument nennt die Studie den Aufbau einer bundesweiten Plattform „Lokale Energie“. Dort könnten sich Stadtwerke, Energiegenossenschaften und andere kommunale Initiativen über gute Praxisbeispiele und Geschäftsmodelle austauschen. Bisher fehle für diesen Wissenstransfer ein strukturierter Kanal.

Drei Gutachten als Basis für Ländersteckbriefe

Die Analyse stützt sich auf drei wissenschaftliche Gutachten. Das Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge (KOWID) an der Universität Leipzig untersuchte kommunale Verwaltungs- und Entscheidungsstrukturen. Das Institut Wohnen und Umwelt (IWU) in Darmstadt analysierte Prozesse in der Gebäudeplanung und -sanierung. Die Kanzlei Günther Partnerschaft aus Hamburg befasste sich mit den rechtlichen Anforderungen, die Kommunen bei der Umsetzung von Energie- und Klimazielen beachten müssen.

Als Service stellt die Dena zusätzlich für jedes Bundesland einen Ländersteckbrief zur Verfügung. Diese enthalten die wichtigsten Vorgaben, Aufgaben und Anknüpfungspunkte für kommunale Energievorhaben – ergänzt durch einen bundesweiten Überblick. Das „**Kompetenzzentrum Contracting – Energieeffizienzmaßnahmen mit Einspargarantie umsetzen**“ wurde 2010 von der Dena im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWE) gegründet.

Die **Dena-Studie zur Energiewende in Kommunen** steht als PDF zum Download bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Biomethanbranche erhält Aufschub beim Netzanschluss



Quelle: Shutterstock / Natascha Kaukorat

BIOGAS. Das Bundeswirtschaftsministerium schlägt eine Übergangsregelung für Biomethananlagen beim Netzanschluss vor. Die Bioenergiebranche fordert eine dauerhafte Nachfolgeregelung.

Einen Tag vor Ende der Konsultationsfrist hat das Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) am 17. Juli seinen Entwurf zur Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) veröffentlicht. Enthalten ist eine befristete Übergangsregelung für den Anschluss von Biomethananlagen an das Gasnetz – ein Anliegen, das Bioenergieverbände im Hauptstadtbüro Bioenergie (HBB) seit Langem vorgebracht hatten.

Konkret sieht der Entwurf vor, dass unter bestimmten Bedingungen auch nach dem Auslaufen der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) zum Jahresende Biomethananlagen zu bisherigen Konditionen ans Gasnetz angeschlossen werden können. Eine dauerhafte Anschlussregelung als Ersatz für die GasNZV bleibt der Entwurf jedoch schuldig.

Sandra Rostek, Leiterin des Hauptstadtbüros Bioenergie (HBB), lobt den Vorschlag des BMWE: „Biomethanprojekte, die sich im Bau befinden, haben nun weitgehend Investitionssicherheit.“ Dies sei dringend notwendig, um den für die Wirtschaft so wichtigen Vertrauensschutz zu wahren. Gleichzeitig warnt Rostek davor, den Übergang als ausreichende Lösung zu betrachten: „Ein Investitionsschutz für laufende Projekte darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass sich Deutschland beim Thema Biomethan in die völlig falsche Richtung bewegt.“

Biomethan in Deutschland ausgebremst

Während der Ausbau der Biomethaneinspeisung in Deutschland seit fast einem Jahrzehnt stagniert, verzeichnet der Europäische Biogasverband (EBA) europaweit eine dynamische Entwicklung. Der aktuelle Biomethan-Investitionsausblick 2025 des EBA prognostiziert bis 2030 den Neubau von rund 900 Anlagen. In Deutschland hingegen sei nur ein geringes Wachstum zu erwarten.

Nach Einschätzung der Bioenergieverbände ist eine dauerhafte Regelung im Rahmen der EnWG-Novelle deshalb unverzichtbar. Diese müsse einen einfachen und wirtschaftlich tragfähigen Netzanschluss für Biomethananlagen ermöglichen. Besonders fordern die Verbände eine gesetzliche Klarstellung zur Aufteilung der Netzanschlusskosten zwischen Anlagenbetreibern und Netzbetreibern. Nur so könnten auch landwirtschaftliche Biogasanlagen wirtschaftlich auf Biomethan umrüsten und im europäischen Vergleich wettbewerbsfähig bleiben.

Neben den Regelungen zum Netzanschluss thematisieren die Bioenergieverbände auch weitere Punkte in ihrer Stellungnahme zum EnWG-Referentenentwurf, die sie am 16. Juli 2025 eingereicht haben. Dazu zählt unter anderem die geplante Verpflichtung für Übertragungsnetzbetreiber, stündlich den Anteil erneuerbarer Energien sowie die durchschnittlichen Treibhausgasemissionen zu veröffentlichen. Die Verbände unterstützen diese Maßnahme grundsätzlich, weisen jedoch darauf hin, dass die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung biogener Brennstoffe im Rahmen des natürlichen CO₂-Kreislaufs mit null anzusetzen seien.

Die [Stellungnahme zum EnWG-Referentenentwurf des Bioenergiebüros](#) steht im Internet bereit.

// VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)

Studie zeigt großen Bedarf an Batteriespeichern



Quelle: Fotolia / Dark Vectorangel

ÖSTERREICH. Zum Ausgleich der schwankenden Ökostromerzeugung sollten bis 2040 Batterien mit rund 8,7 GW Leistung installiert werden, zeigt eine vom Photovoltaikverband präsentierte Untersuchung.

Der Bedarf an Batterie-Speichern zum Ausgleich der witterungsbedingt schwankenden Stromerzeugung insbesondere von Windkraft- und Photovoltaikanlagen dürfte sich in Österreich bis 2030 auf rund 5,1 GW in etwa verfünffachen und bis 2040 auf 8,7 GW verachtfachen. Dass zeigt die 42 Seiten umfassende Studie „Flexibilitäts- und Speicherbedarf im österreichischen Energiesystem“, die Fachleute der Technischen Universität Graz gemeinsam mit dem Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) und dem Bundesverband Photovoltaic Austria (PV Austria) erstellten. Präsentiert wurde die Untersuchung am 17. Juli von PV-Austria-Obmann Herbert Paierl und Sonja Wogrin, der Leiterin des Instituts für Elektrizitätswirtschaft der TU Graz.

Laut Wogrin erfolgte die Erarbeitung der Studie mit einem Energiesystemmodell der APG, „das die Realität sehr detailliert abbildet. Sie ist daher technisch belastbar“. Insgesamt sollte sich die Leistung der in Österreich installierten Speicher von Batterien bis zu Pumpspeicherkraftwerken von derzeit etwa 6,7 GW bis 2030 auf 12,3 GW und bis 2040 auf 17,6 GW erhöhen. Für die „mittelfristige und langfristige Speicherung“ sind und bleiben der Studie zufolge die österreichischen Pumpspeicher entscheidend, deren Kapazität von derzeit 8,9 GW bis 2040 auf 12,4 GW ansteigen dürfte. Zu beachten ist dabei, dass Anlagen mit rund 3 GW „an deutsche Regelzonen angebunden sind“.

Die benötigten Batteriespeicher würden der Studie zufolge vor allem in den Bundesländern Niederösterreich, Oberösterreich und Steiermark installiert, wo sich die wichtigsten Industriegebiete befinden. Auf Niederösterreich entfielen rund 28 Prozent der Anlagen, auf Oberösterreich 19 Prozent und auf die Steiermark 17 Prozent. An letzter Stelle läge Vorarlberg, das westlichste Bundesland Österreichs, mit einem Anteil von rund 2,7 Prozent. Von den Anlagen sollten jeweils rund zwei Drittel auf kleine Speicher mit maximal 50 kWh Volumen entfallen. Etwa ein Drittel wären Großspeicher im Bereich der Industrie.

Investieren ohne Zusatzbelastung

Die Investitionskosten für die Installation der Batteriespeicher bezifferte Paierl mit insgesamt rund 5 Milliarden Euro im Zeitraum 2026 bis 2030. An Förderungen wären kumuliert etwa 1,25 Milliarden Euro oder 250 Millionen Euro pro Jahr nötig. Wie die Geschäftsführerin von PV Austria, Vera Immitzer, der Redaktion erläuterte, würde dies jedoch nicht notwendig zusätzliche Belastungen für die Stromkunden mit sich bringen. Immitzer verwies darauf, dass laut dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) über Zuschläge zu den Netzgebühren jährlich maximal 1 Milliarde Euro für neue Ökostromanlagen zur Verfügung steht. Davon entfallen 250 Millionen Euro auf die Photovoltaik. Immitzer zufolge könnten diese Mittel statt für die Errichtung neuer PV-Anlagen für die Installation von Speichern verwendet werden. Dafür sei freilich eine Novellierung des EAG nötig, die sich aus unterschiedlichen Gründen aber ohnehin in Planung befinde.

Änderungen wünscht PV Austria auch am geplanten Elektrizitätswirtschaftsgesetz (EIWG), teilte Obmann Paierl der Redaktion mit. Das vorgesehene Recht der Netzbetreiber, die Einspeiseleistung von PV-Anlagen erforderlichenfalls auf 60 Prozent der Nennleistung zu reduzieren, müsse fallen. Stattdessen sei eine Begrenzung auf 70 Prozent der Nennleistung vorzusehen, wie dies ursprünglich geplant war.

Strengere Bestimmungen wünscht Paieryl für die Verteilnetzbetreiber. An ihrer Stelle sollte künftig der Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid auch für die Planung der Verteilnetze zuständig sein. Dies wäre laut Paieryl nicht mit eigentumsrechtlichen Eingriffen verbunden, und den Leitungsbau hätten die Verteilnetzbetreiber ebenfalls selbst zu bewerkstelligen: „Aber die Netzplanung müsste zentral durch die APG erfolgen.“ Ein ähnliches Modell besteht bereits im Gasbereich: Dort ist die Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) für die übergeordnete Netzplanung zuständig. Die Aufsicht obliegt dem Regulator E-Control.

Ausbau im Burgenland

Unterdessen kündigte der Regionalversorger Burgenland Energie an, massiv in neue Speicheranlagen zu investieren. Bis Ende kommenden Jahres möchte er um 100 Millionen Euro mehrere Großanlagen mit insgesamt 500 MWh errichten. Darunter ist der mit 340 MWh bislang größte Batteriespeicher Österreichs in Andau, etwa 70 Kilometer südöstlich von Wien an der Grenze zu Ungarn. Im August soll in Apetlon rund 20 Kilometer westlich von Andau der erste Speicher des Burgenlands auf Natriumionen-Basis mit 20 kWh Volumen entstehen. Haushalten und Gewerbebetrieben bietet die Burgenland Energie kleine Natriumionen-Speicher an und fördert deren Installation mit 59 Euro.

Die Studie ist auf der [Website von PV Austria](#) verfügbar. // VON KLAUS FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

HANDEL & MARKT



Quelle: Katia Meyer-Tien

Industrienetzentgelte werden in AgNeS neu geregelt

STROMNETZ. Die Bundesnetzagentur hat das separate Verfahren zu Industrienetzentgelten aufgehoben und will das Thema künftig im AgNeS-Prozess mitregeln.

Die Bundesnetzagentur hat am 8. Juli das Festlegungsverfahren zu den Industrienetzentgelten (Az.: BK4-24-027) aufgehoben. Wie die Behörde am 16. Juli mitteilte, wird das Thema künftig in die Rahmenfestlegung zur Allgemeinen Netzentgeltssystematik Strom (AgNeS) integriert. Grund sei die zeitliche und inhaltliche Überschneidung beider Prozesse. Durch die Zusammenführung werde die notwendige Verzahnung besser sichergestellt.

Geplant ist, das Thema Industrienetzentgelte im Rahmen einer eigenständigen Anhörung innerhalb des AgNeS-Verfahrens weiter zu behandeln. Termine will die Behörde gesondert bekanntgeben. Bereits im Juli 2024 hatte die Agentur ein Eckpunktepapier zur künftigen Ausgestaltung der Industrienetzentgelte veröffentlicht. Ziel ist es, die bisherige Bandlastregelung der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) durch ein neues Sondernetzentgelt zu ersetzen. Statt wie bislang dauerhaft hohe Stromverbräuche zu privilegieren, soll künftig Flexibilität belohnt werden.

Flexibilität statt fixem Strombezug

Derzeit erhalten industrielle Stromkunden mit gleichmäßig hohem Strombezug über das Jahr hinweg ein stark reduziertes Netzentgelt. In einem konventionellen Stromsystem wirke sich dies positiv aus, so die Bundesnetzagentur. In einem System mit zunehmend erneuerbarer, volatiler Stromerzeugung könne diese Regelung jedoch Flexibilitätsbereitstellung behindern.

Die Behörde schlägt deshalb vor, das neue Sondernetzentgelt an die Anpassungsfähigkeit des Strombezugs zu koppeln: Wer in Phasen niedriger Preise mehr Strom abnimmt und in Hochpreiszeiten seinen Verbrauch deutlich reduziert, soll profitieren. Damit will die Behörde auch das Strommarktsignal stärker in die Netzentgeltstruktur integrieren.

Verbandsforderungen zur Neuregelung

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) hatte am 18. September 2024 zu den Eckpunkten Stellung genommen. In seiner Rückmeldung betont der Verband die Notwendigkeit einer praxistauglichen, netzdienlichen Ausgestaltung. So müsse das neue Sondernetzentgelt einfach umsetzbar sein – für die privilegierten Unternehmen, für die Netzbetreiber und für weitere Beteiligte. Der BDEW fordert insbesondere, dass die Netzdienlichkeit des Verbrauchsverhaltens im Mittelpunkt steht, nicht nur die Hebelung von Marktpreissignalen.

Kritisch sieht der Verband, dass die im Eckpunktepapier vorgesehene reine Preissteuerung nicht ausreichend Rücksicht auf netztechnische Aspekte nehme. Dies könne zu Risiken im Netzbetrieb führen. Zudem spricht sich der BDEW für klar definierte Zugangskriterien aus, um einen begrenzten und gerechtfertigten Kreis von privilegierten Unternehmen zu gewährleisten.

Auch fordert der Verband ausreichende Übergangsfristen und eine enge Abstimmung mit der laufenden Reform der allgemeinen Netzentgeltsystematik. Die neue Regelung soll 2026 in Kraft treten, vorher soll es eine weitere Konsultationsrunde geben. Die Aufhebung des separaten Verfahrens zu den Industrienetzentgelten ist somit Teil eines umfassenderen Ansatzes, der Netzentgelte künftig stärker an Flexibilitätsanreize und Systembedarfe anpassen soll. Dafür soll das AgNeS-Verfahren als zentrales Regelungsinstrument dienen. // VON SUSANNE HARMSEN

[^ Zum Inhalt](#)

E-Optimum punktet mit Erdgas



Das Firmengelände von E-Optimum. Quelle: E-Optimum

VERTRIEB. Das Energieunternehmen E-Optimum verdoppelte sein Gasgeschäft, der Strombereich ging hingegen zurück.

Die Offenburger „e.optimum AG“ meldet für das Geschäftsjahr 2024 ein solides Ergebnis. Bei einem leicht sinkenden Umsatz gab es eine deutliche Verschiebung im Verhältnis von Strom- und Gasabsatz.

Nach einem guten Jahr 2023 mit einem Umsatz von rund 755 Millionen Euro lag der Umsatz 2024 bei 745 Millionen Euro, teilte E-Optimum mit. Der Rückgang um zehn Millionen Euro ist laut Unternehmen auf das weiterhin rückläufige Preisniveau an den Großhandelsmärkten für Strom und Gas zurückzuführen. Gewinnzahlen teilte das Unternehmen nicht mit.

Beim Stromgeschäft ging der Absatz ebenfalls leicht zurück: Während 2023 noch über 3 Milliarden kWh an mehr als 95.000 Stromlieferstellen geliefert wurden, waren es 2024 rund 2,86 Milliarden kWh. Die Zahl der Stromlieferstellen sank auf etwas über 90.000. Als Gründe hierfür werden die „Erhöhung der Eigenverbrauchsquote beispielsweise durch Batteriespeicher sowie die konjunkturelle Abschwächung in der Industrie“ genannt.

Im Erdgasbereich hingegen legte E-Optimum deutlich zu: Nach rund 670 Millionen kWh Gasabsatz im Jahr 2023 wurde 2024 mit etwa 1,22 Milliarden kWh nahezu eine Verdopplung erreicht. Auch die Zahl der Gaslieferstellen soll innerhalb eines Jahres gestiegen sein – auf nun 18.000. Diese sei auf die „Zunahme von Kunden und Lieferstellen sowie die kältebedingte erhöhte Nachfrage im vierten Quartal 2024 zurückzuführen.“

Das Unternehmen in Baden-Württemberg ist ein privates, bundesweit tätiges Energieunternehmen, das sich auf die Belieferung von Gewerbe- und Industriekunden mit Strom und Gas spezialisiert hat. Es bezeichnet

sich als „größte unabhängige Energie-Einkaufsgemeinschaft.“ Im Jahr 2024 belieferte E-Optimum rund 43.000 Kunden und beschäftigte 180 Mitarbeitende. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Neues Joint Venture für smarte Stromlösungen



Arbeiten zusammen (von links): Bernhard Palm, Eric Albrecht und Rico Siefermann.
Quelle: Q-Fox

IT. Mit „E-FOX Energy“ bündeln das E-Werk Mittelbaden und die „Q-FOX Gruppe“ ihr Know-how. Das neue Unternehmen bietet digitale Strominfrastruktur für Industrie und Kommunen.

Die Nachfrage nach leistungsfähiger Strominfrastruktur steigt. Um Unternehmen, Kommunen und Infrastrukturanbieter bei der sicheren, digitalen Energieversorgung zu unterstützen, haben der kommunale Energieversorger E-Werk Mittelbaden und der IT-Dienstleister Q-Fox-Gruppe ein gemeinsames Unternehmen gegründet: Das Joint Venture „E-FOX Energy GmbH“ hat seinen Sitz in Achern-Gamshurst nahe Offenburg (Baden-Württemberg) und nahm zum 1. Juli den Betrieb auf. Dies haben die Partner in einer Mitteilung vom 17. Juli bekannt gegeben.

Beide Partner halten jeweils 50 Prozent an dem Joint Venture. Die neue Gesellschaft will sich auf ganzheitliche Lösungen für Transformatorenstationen, Schaltanlagen und Steuerungstechnik spezialisieren. Der Fokus liege dabei, so heißt es, auf „smarten Trafostationen“, die Regel-, Schutz- und Fernwirktechnik kombinieren. Zusätzlich soll das Unternehmen intelligente Servicepakete anbieten, inklusive Wartung und Monitoring. Langfristig ist auch der Aufbau einer eigenen Fertigungsstrecke für Stromverteiler und Schaltanlagen geplant.

Zum Geschäftsführer wurde Eric Albrecht berufen. Der Elektrotechniker gilt als erfahrener Branchenkenner und war zuletzt Geschäftsführer der Klotter Elektrotechnik GmbH. Laut dem E-Werk Mittelbaden bringt er langjährige Erfahrung in der Elektro-, Energie- und Gebäudetechnik sowie im Trafostationsbau mit.

Reaktion auf den anziehenden Strombedarf

Mit dem neuen Unternehmen reagieren die Partner auf den wachsenden Strombedarf in Deutschland. Die zunehmende Zahl an Wärmepumpen und E-Fahrzeugen sowie der Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen stellt Netzbetreiber vor Herausforderungen. Für deren Bewältigung sei moderne Mess- und Steuerungstechnik unerlässlich, heißt es vom E-Werk Mittelbaden.

Bernhard Palm, Vorstandsvorsitzender des E-Werks Mittelbaden, sieht in dem neuen Angebot einen Beitrag zur Betriebssicherheit kritischer Infrastrukturen. Seine Netztochter, das Überlandwerk Mittelbaden, soll zu den ersten Kunden von E-Fox Energy gehören.

Auch Rico Siefermann, Vorstand der „NOVELLUS Holding“ (Muttergesellschaft der Q-Fox-Gruppe) und Sprecher der Q-Fox-Gruppe, betont die strategische Bedeutung des neuen Unternehmens in der Digitalisierung und verweist auf vergleichbare Projekte. So habe sich ein solches Modell bereits bewährt – etwa mit dem Gemeinschaftsunternehmen „LEITWERK Rechenzentren Appenweier/Lahr GmbH“ – das in Appenweier bereits ein Rechenzentrum betreibt. Derzeit entsteht in Lahr ein zweiter Rechenzentrumsstandort, um zusätzliche Kapazitäten und höhere Ausfallsicherheit zu schaffen. Die Erfahrungen aus diesem Projekt zeigen laut Siefermann, wie sich durch regionale Partnerschaften leistungsfähige Infrastrukturen entwickeln lassen. // VON DAVINA SPOHN

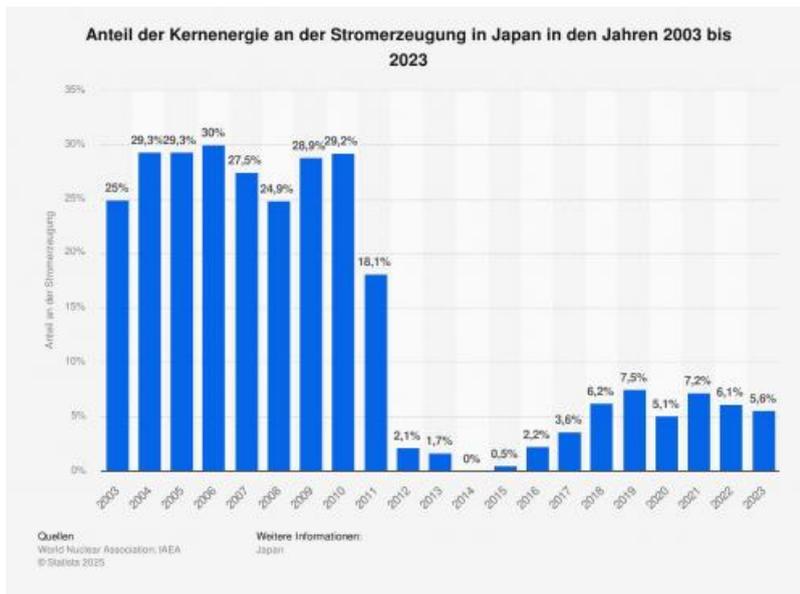
[^ Zum Inhalt](#)

Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung in Japan



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 Statistik zeigt den Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung in Japan in den Jahren von 2003 bis 2023. Im Jahr 2023 wurden in Japan rund 5,6 Prozent des gesamten Stroms aus Kernenergie erzeugt.

// VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

⚙️ TECHNIK



Die Anlage in Stavenhagen. Quelle: Energy from Waste

Klärschlamm als Rohstoff und Wärmelieferant

WÄRME. Künftige Vorgaben zur Klärschlammverwertung führen zu neuen Projekten für Monoverbrennung und Phosphorrecycling. Erste Anlagen sind bereits in Betrieb.

Ab 2029 dürfen Kläranlagen, die Abwässer von mehr als 100.000 Menschen reinigen, den anfallenden Klärschlamm nicht mehr auf Feldern entsorgen, sondern müssen ihn thermisch verwerten und zudem muss der darin enthaltene Phosphor zurückgewonnen werden. Für kleinere Anlagen gilt eine Übergangsfrist bis 2032. Die bisher häufig praktizierte Ausbringung auf Felder fällt damit weg – für viele Kommunen und Kläranlagenbetreiber bislang die günstigere Alternative.

Projekte wie etwa vom Entsorgungsdienstleister EEW Energy from Waste zeigen, wie sich Entsorgungspflichten, Wärmeerzeugung und Rohstoffrückgewinnung wirtschaftlich kombinieren lassen. EEW hat kürzlich eine neue Monoverbrennungsanlage (KVA) in Stavenhagen (Mecklenburg-Vorpommern) in Betrieb genommen. Die Investitionssumme liegt bei rund 70 Millionen Euro. Die Anlage ist auf die Behandlung von 160.000 Tonnen Originalsubstanz pro Jahr ausgelegt. Sie sei damit so dimensioniert, dass sie sämtliche kommunale Klärschlämme in Mecklenburg-Vorpommern verbrennen könnte.

Zusätzlich plant EEW, die in Stavenhagen entstehende Abwärme für die lokale Versorgung zu nutzen. Die Berechnungen des Unternehmens zeigen, dass rund 80 Prozent des Wärmebedarfs der Stadt gedeckt werden könnten. Die Leitungsarbeiten der KVA mit dem Fernwärmenetz sowie der Ausbau des Netzes in der Stadt laufen. Ab 2026 soll Wärme bereitgestellt werden.

Drittes Großprojekt von EEW – Phosphor als Sekundärrohstoff

Mit Stavenhagen hat EEW nun die dritte von fünf genehmigten Klärschlamm-Monoverbrennungsanlagen in Betrieb genommen. Die beiden anderen befinden sich in Helmstedt (Niedersachsen) und im niederländischen Delfzijl, in Magdeburg ist eine weitere Anlage in der Inbetriebsetzungsphase.

„Auch uns haben die gestiegenen Energie- und Rohstoffpreise getroffen. Daher überlegen wir genau, wann es sich lohnt, welche Anlage fertigzustellen“, sagt Timo Poppe, CEO der EEW-Gruppe, im Gespräch mit der Redaktion. „Aktuell laufen unsere Anlagen nicht unter Vollast“. Die thermische Behandlung sei klimafreundlicher, aber für Kommunen mit höheren Kosten verbunden – laut Poppe bis zu dreimal so teuer wie die bisherige Ausbringung.

Die Anlagen schaffen zugleich die Voraussetzung für eine zweite gesetzliche Vorgabe: Ab 2029 ist die Rückgewinnung von Phosphor aus der anfallenden Asche vorgeschrieben. Ein Argument für den Einsatz von Monoverbrennungsanlagen ist die hohe Reinheit der Asche. Da ausschließlich Klärschlamm verbrannt wird, entsteht ein homogener Rückstand und das verbessert die Bedingungen für ein wirtschaftliches Phosphorrecycling.

Regionale Unterschiede bei der thermischen Verwertung

Nach Zahlen des Statistischen Bundesamts haben die Kläranlagen in Deutschland 2023 rund 1,32 Millionen Tonnen Klärschlamm thermisch verwertet. Das entspricht einem Anteil von 81 Prozent an der insgesamt entsorgten Menge von 1,63 Millionen Tonnen. Der Anteil der Verfahren mit technischer Rückgewinnungsfähigkeit von Phosphor stieg im Vergleich zum Vorjahr um 12 Prozent auf 656.000 Tonnen.

Es bestehen jedoch regionale Unterschiede: In Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Bayern lag der Anteil thermischer Verwertung 2022 zwischen 89 und 99 Prozent. In Niedersachsen, Mecklenburg-Vorpommern und Thüringen wurden nur 44 bis 58 Prozent der Klärschlämme verbrannt. Laut Poppe spielt die Agrarstruktur eine Rolle. In nördlichen Bundesländern sei die Ausbringung auf großen Ackerflächen wirtschaftlicher.

Bei der Rückgewinnung von Phosphor setzt das Unternehmen auf Kooperationen. Die EEW und die Phosphorgewinnung Schkopau GmbH (PGS), ein Joint Venture des schwedischen Unternehmens „EasyMining“ und der Gelsenwasser AG, haben im Juni einen Vertrag geschlossen: Die EEW liefert die Asche an, damit sie dort künftig weiterverarbeitet werden kann.

Weitere Partnerschaften ist die EEW zuvor mit Remondis und Veolia eingegangen. Veolia arbeitet seit 2020 an der Erprobung einer Prozesskette zur Klärschlammverwertung mit Phosphorrecycling. Dafür ist der Abfallverwerter eine Partnerschaft mit den Stickstoffwerken Piesteritz eingegangen. Remondis hat in Kooperation mit Hamburg Wasser eine Rückgewinnungsanlage am Hamburger Klärwerksbetrieb errichtet. Nach Auskunft von Timo Poppe läuft hierzulande zwar noch kein Verfahren richtig rund. Er geht jedoch davon aus, dass bis 2029 stabile Verfahren zur Verfügung stehen werden.

Ein zusätzlicher Grund für die Verpflichtung zur Rückgewinnung von Phosphor ist die geopolitische Abhängigkeit: Rund 80 Prozent der weltweiten Phosphatproduktion entfallen auf fünf Staaten – darunter China, Marokko und Russland. Deutschland ist fast vollständig auf Importe angewiesen. Die neue Verwertungspflicht soll zur Rohstoffsicherung beitragen. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



2025 ENERGIEMANAGER KONFERENZ

CYBERSICHERHEIT
VERSORGUNGSSICHERHEIT
PLANUNGSSICHERHEIT

**25.09.2025
BERLIN**

Thema:
**Was kann die Industrie zur
Versorgungssicherheit in
Deutschland beitragen**

Sprecher:
Christian Seyfert,
Hauptgeschäftsführer, VIK

JETZT INFORMIEREN

SW/M OGE m3 management consulting part of energy services bbh ewi VNU bdew VNG

Großbatterie soll Netzengpässe gezielt entlasten



Quelle: Fotolia / sdecoret

SPEICHER. Bayernwerk Netz und „MaxSolar“ setzen im Osten Bayerns erstmals einen netzdienlichen Speicher bei einem Verteilnetzbetreiber in Deutschland um.

Als erster Verteilnetzbetreiber in Deutschland wird die zum Eon-Konzern gehörende Bayernwerk Netz GmbH einen netzdienlichen Speicher anschließen. Dies teilte das Unternehmen am 17. Juli mit. Dazu hat Bayernwerk Netz und das Generalunternehmen Max Solar einen Dienstleistungsvertrag für den ersten netzdienlichen Batteriespeicher unterzeichnet. Das Projekt soll in Wutzldorf im Landkreis Cham (Oberpfalz) umgesetzt werden, nachdem Max Solar den Zuschlag bei der Ausschreibung der Bundesnetzagentur erhalten hatte.

Max Solar soll den 5-MW-Speicher mit einer Kapazität von 25.000 kWh über die gesamte Vertragslaufzeit betreiben. Vorgesehen ist, den Speicher bei hoher Solarstromeinspeisung zu laden und bei hoher Netzlast zu entladen. Die Betriebsweise richtet sich laut den Vertragspartnern nach tages- und jahreszeitlich vorgegebenen Anforderungen des Netzbetreibers. „So läuten wir eine neue Phase der Integration von Großbatterien ins Stromversorgungssystem ein“, sagte Nick Seeger, Geschäftsführer der Bayernwerk Netz.



Partnerschaft für netzdienlichen Speicher (von links): Stefan Schmidtkofer (Director Battery Energy Storage Systems bei Max Solar), Christoph Straßer (Geschäftsführer von Max Solar), Nick Seeger (Geschäftsführer Bayernwerk Netz GmbH) und Philipp Bühner (Projektleiter Netzdienliche Speicher)

Quelle: Bayernwerk AG / Michael Bartels

Der Speicher soll zur Netzstabilisierung in stark belasteten Regionen dienen. Bayernwerk Netz verfolgt damit das Ziel, die Netzinfrastruktur gezielter zu entlasten, ohne sie ausbauen zu müssen. Die Maßnahme soll Netzengpässe reduzieren und Spannungsschwankungen begrenzen. „Mit dem netzdienlichen Speicher setzen wir einen wichtigen Impuls für die effiziente Nutzung erneuerbarer Energien und für die langfristige Sicherstellung einer stabilen und nachhaltigen Energieversorgung“, sagte Christoph Strasser, Geschäftsführer von Max Solar.

Weitere Speicherstandorte sollen folgen

Laut Bayernwerk ist der netzdienliche Betrieb von Speichern an bestimmten Stellen schneller und günstiger als der physische Netzausbau. Die Flexibilität solcher Speicher erlaube es, mehr Erzeugungsleistung aufzunehmen, ohne das Netz über die bestehenden Kapazitäten hinaus zu belasten.

Die Erkenntnisse aus dem Pilotprojekt in Wutzldorf sollen in künftige Ausschreibungen einfließen. Bayernwerk bereitet bereits weitere Standorte für den Einsatz netzdienlicher Speicher vor. Auch für diese Projekte sind Ausschreibungen vorgesehen, die sich am bisherigen Verfahren orientieren. // VON HEIDI ROIDER

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

[^ Zum Inhalt](#)

Abschnitt Nord der Netzanbindung Südharz genehmigt



Quelle: Fotolia / Miredi

STROMNETZ. Die Bundesnetzagentur hat das Planfeststellungsverfahren für den letzten Abschnitt des Projektes Netzanbindung Südharz beendet. Er kann jetzt von 50 Hertz errichtet werden.

Die Bundesnetzagentur hat am 17. Juli das Planfeststellungsverfahren für den letzten Abschnitt des Projektes Netzanbindung Südharz beendet. Der genehmigte Abschnitt Nord verläuft in Sachsen-Anhalt von einem noch zu errichtenden Umspannwerk Schraplau/Obhausen bis zum Umspannwerk Wolkramshausen in Thüringen.

Die rund 71 km lange Strecke ist der kürzere der beiden Abschnitte des Projektes. Die 380-kV-Leitung wird als Höchstspannungs-Freileitung errichtet. Der Teilrückbau der bestehenden 220-kV-Leitung Eula – Wolkramshausen ist damit ebenfalls genehmigt. Das Vorhaben wird vom Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz geplant und gebaut.

Die Netzanbindung Südharz

Die Netzanbindung Südharz soll die Übertragungsfähigkeit im gesamten Raum Sachsen-Anhalt und Thüringen deutlich erhöhen. Die Leitungstrasse ist nun insgesamt vom Raum Schraplau/Obhausen westlich von Halle (Saale) über Wolkramshausen in Thüringen bis zum Erfurter Ortsteil Vieselbach festgelegt. Sie ist rund 145 km lang. Die Leitung wird in weiten Teilen in der Trasse der bestehenden 220-kV-Leitung verlaufen. Anschließend ist der Rückbau der alten Leitung geplant.



Der Trassenverlauf der Südharzleitung.
Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken.
Quelle: Bundesnetzagentur

Der **Planfeststellungsbeschluss Südharz** steht ab 4. August im Internet bereit. // VON SUSANNE HARMSEN

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

[^ Zum Inhalt](#)

Erneuerbarenverband fordert konkrete Energieforschung



Quelle: Pixabay / Colin Behrens

F&E. Das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) stellte in Berlin seinen Entwurf der High-Tech-Agenda vor, um erneuerbare Energien, Speicher und Sektorenkopplung zu fördern.

Am 17. Juli hat das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) in Berlin seinen Entwurf der High-Tech-Agenda Deutschland vorgelegt. Der Plan setzt Schwerpunkte bei Erneuerbaren, Batteriespeichern und der Sektorenkopplung. Laut dem BMBF umfasst der Entwurf mehrere Förderlinien: Zum einen sollen Wind- und Photovoltaik-Technologien der nächsten Generation unterstützt werden. Zum anderen plant das Ministerium Maßnahmen, um das Stromnetz zu modernisieren und Smart-Grid-Projekte zu erproben. Ziel ist es, Deutschland als führenden Innovations-, Fertigungs- und Anwendungsstandort für Speichertechnologien zu etablieren.

Dafür sieht der Entwurf eine Initiative zum Aufbau eines Produktions- und Skalierungshubs für batteriebezogene Industrieanwendungen vor. Darüber hinaus strebt das BMBF eine Vorreiterrolle in der Geothermie und beim Wasserstoff an.

Erneuerbarenbranche verlangt Nachschärfung

Der Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) begrüßt grundsätzlich die Ausrichtung der Agenda. Zugleich bemängelt BEE-Präsidentin Simone Peter eine mangelnde Priorisierung und fordert klare Maßnahmen sowie die Bereitstellung ausreichender Forschungsmittel. „Die High-Tech-Agenda muss Innovationen im Bereich klimaneutraler Energieerzeugung und Mobilität nach Effizienz, Bezahlbarkeit und Klimazielen bemessen“, erklärte Peter.

Sie fordert zugleich, den gesamten Erneuerbaren-Mix zu berücksichtigen – von Biogasanlagen über Wärmepumpen bis zu Solarthermie als Prozesswärme. Zugleich kritisiert sie die erneute Erwähnung der Kernfusion, die zu spät komme zur Erfüllung der Klimaschutzziele. Im Entwurf skizziert das Ministerium zudem Forschungsbedarf bei neuen Wärmetechnologien, im Strommarktdesign und in der Gasinfrastruktur.

Aufgelistet ist auch die Prüfung, wie Wärme- und Stromsektoren noch stärker gekoppelt werden können. Peter betont: „Deutschland ist bei vielen Klimaschutztechnologien noch Technologieführer und muss dies bleiben. Eine auskömmliche Forschungsförderung ist ebenso wichtig wie ein Heimatmarkt, der Innovationen nutzt und zur Anwendung bringt.“

Der jetzt vorgelegte Entwurf der High-Tech-Agenda Deutschland gilt als Diskussionsgrundlage für die anstehenden Haushaltsberatungen und Expertenanhörungen im Bundestag. Er soll in den kommenden Monaten mit Vertretern aus Wissenschaft, Wirtschaft und Verbänden erörtert werden, bevor das BMBF konkrete Förderprogramme auflegt. // VON SUSANNE HARMSSEN

[^ Zum Inhalt](#)



TOP-THEMA



POLITIK & RECHT



HANDEL & MARKT



TECHNIK



UNTERNEHMEN

UNTERNEHMEN



Quelle: Shutterstock

Node Energy und Metergrid nehmen Immobiliensektor ins Visier

MIETERSTROM. Im Rahmen einer strategischen Partnerschaft wollen Node Energy und Metergrid ihre Kunden aus dem Immobiliensektor differenziert bei der Energiewende unterstützen.

Mit einer strategischen Partnerschaft reagieren die Unternehmen „node.energy“ und Metergrid auf die zunehmend differenzierten Anforderungen der Energiewende in der Wohnungswirtschaft und im gewerblichen Immobiliensektor. Zweck der Kooperation sei es, die jeweilige Kundengruppe gezielter zu bedienen und gleichzeitig die regulatorische Sicherheit sowie die digitale Prozessqualität zu erhöhen, heißt es in einer gemeinsamen Mitteilung der Unternehmen.

Beide Partner setzen dabei nach eigener Aussage bewusst auf eine spezialisierte Herangehensweise und grenzen ihre Verantwortungsbereiche voneinander ab: Während Gewerbekunden ausschließlich von Node Energy betreut werden, konzentriert sich Metergrid auf die Umsetzung von Mieterstromprojekten im Bereich Wohnimmobilien. Diese klare Segmentierung soll Schnittstellenverluste vermeiden und eine höhere fachliche Tiefe in der Projektbearbeitung ermöglichen.

„Die Energiewende ist kein Standardprodukt. Es braucht individuelle Konzepte, tiefes Branchenverständnis und ein Setup, das diese Vielfalt real abbilden kann“, so David Biener, Head of Sales bei Metergrid. Die Kooperation mit Node Energy sichere laut Biener genau dies.

Klare Abgrenzung der Zuständigkeiten

Node Energy bringt in die Partnerschaft seine Software-Plattform für Mieterstrom- und Onsite-PPA-Projekte „opti.node“ ein. Nach eigenen Angaben verwaltet die Plattform derzeit über 330 MWp installierter Leistung. Die Software ermögliche eine zentrale Steuerung energiewirtschaftlicher Prozesse, darunter automatisierte Abrechnung für Gewerbemieten, Vertrags- und Stromsteuermanagement sowie die Anbindung an ERP-Systeme. Für Projektentwickler soll dies zu einer Reduktion manueller Prozesse und zu rechtssicheren Abläufen mit hoher Skalierbarkeit führen.

Metergrid sieht sich als Umsetzungspartner für die Wohnungswirtschaft, mit derzeit mehr als 1.500 aktiven Projekten. Das Unternehmen übernimmt nach eigenen Angaben sämtliche Schritte von der technischen

Planung über behördliche Abstimmungen bis zur operativen Abrechnung. Eine eigene Abwicklungsplattform mit standardisierten Schnittstellen soll dabei die Integration in bestehende Systemlandschaften erleichtern.

„Die Anforderungen an PV-Projekte im Gewerbebereich unterscheiden sich grundlegend von denen der Wohnungswirtschaft“, begründet Andreas Telkemeier, Senior Sales Manager bei Node Energy und Spezialist für Onsite-PPA, die Abgrenzung der Zuständigkeiten, um einen „echten Mehrwert“ für die Kunden zu schaffen.

Laut Michael Blichmann, Geschäftsführer von Node Energy, bietet die Partnerschaft für beide Marktsegmente „eine neue Qualität an Verlässlichkeit und Effizienz“. Wohnungsunternehmen könnten PV-Mieterstrom künftig einfacher und rechtssicher realisieren, während für Gewerbekunden auch Versorgungslösungen mit Direktbezug von Strom aus Windkraftanlagen in Deutschland möglich würden.

// VON FRITZ WILHELM

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

[^ Zum Inhalt](#)

Stadtwerke-Kooperation EEG verbreitert Geschäftsführung



Quelle: Fotolia / Aurielaki

PERSONALIE. Der mittlerweile zum BP-Konzern gehörenden Stadtwerke-Kooperation EEG GmbH geht es wieder gut. Der Chefvertrag von Marc Wiederhold wurde vorzeitig verlängert, und er hat einen Kollegen.

Die EEG GmbH aus dem schleswig-holsteinischen Henstedt-Ulzburg hat den Vertrag mit ihrem bisherigen Geschäftsführer Marc Wiederhold (41) vorzeitig bis zum Sommer 2029 verlängert. Das teilte das Unternehmen am 17. Juli mit. Wiederhold führt die Gesellschaft seit 2018 und begleitete sie demnach auf einen Wachstumskurs: Sie hat 2024 ein Ergebnis vor Steuern (EBT) von 2,7 Millionen Euro eingefahren. Die Belegschaft zählt auch wieder mehr als 40 Menschen.

Die 1998 unter dem Namen „Energie-Einkaufs-und Service-GmbH“ – kurz: EEG – gegründete regionale Beschaffungskooperation von Stadt- und Gemeindewerken war 2018 in die Verlustzone gerutscht. Die Kommunalversorger verkauften damals zunächst die Mehrheit und dann die komplette Gesellschaft an den Hannoveraner Energiedienstleister Getec Energie von Karl Gerhold, damals hatte die EEG nur noch 26 Beschäftigte. Gerhold wiederum veräußerte Getec Energie als Ganzes mitsamt 100-Prozent-Tochter EEG Anfang 2024 an den britischen Öl- und Gaskonzern BP (wir berichteten).

Im Zuge des Unternehmenswachstums verstärkte die Getec Energie auch die Geschäftsleitung der EEG. Prokurist Matthias Ewert (50) wurde zum zweiten EEG-Geschäftsführer berufen. Seit April ist diese Beförderung, wie jetzt bekannt wird, im Handelsregister eingetragen, ebenso wie die Ernennung von Dr. Stefan Lewandowski (41) zum Prokuristen. Seit 2022 hat Stefan Dahl (42) Prokura.

Die EEG GmbH betreut nach eigenen Angaben bundesweit rund 90 Stadt- und Gemeindewerke. Das Unternehmen bietet neben klassischen energiewirtschaftlichen Dienstleistungen inzwischen auch Produkte wie Redispatch 2.0, deutschen und europäischen CO2-Handel für Brennstoffe, dynamische Stromtarife und Flexibilitätsvermarktung an. // VON GEORG EBLE

[^ Zum Inhalt](#)

Großwärmepumpe für 2.800 Einheiten in Hamburg geplant



Quelle: Fotolia / Detlef

WÄRME. Mit einer neuen Großwärmepumpe treiben die Hamburger Energiewerke die Wärmewende in Bergedorf-West voran. Das Projekt soll klimaneutrale Wärme lokal verfügbar machen.

Die Hamburger Energiewerke (HENW) wollen bis Ende 2026 eine neue Großwärmepumpe an ihrem Heizwerksstandort Bergedorf-West errichten. Ziel ist es, die dezentrale Wärmeversorgung im Quartier klimafreundlich umzugestalten und die gesetzlichen Vorgaben des Wärmeplanungsgesetzes vorzeitig zu erfüllen. Das künftige System soll die fossile Wärmeerzeugung durch Umweltwärme ersetzen. Es soll, wie der kommunale Versorger mitteilt, rein rechnerisch 2.600 Wohnungen und 200 Gewerbeeinheiten mit Heizwärme und Warmwasser beliefern.

Die neue Luft-Wärmepumpe wird, so heißt es weiter, eine thermische Leistung von 4 MW erreichen. Sie gewinnt ihre Energie aus der Umgebungsluft und nutzt dabei ein Kältemittelkreislauf-Verfahren. Laut dem Versorger hat sie einen Wirkungsgrad von bis zu 3,2 – erzeugt also aus einer Kilowattstunde Strom 3,2 kWh Wärme. Ergänzt wird die Anlage durch Gaskessel, die bei Verbrauchsspitzen oder Ausfällen einspringen. Die Wärmeerzeugung soll jährlich rund 5.000 Vollbenutzungsstunden erreichen.

Der Hamburger Versorger arbeitet hierfür rund 3,8 Kilometer Leitungen im bestehenden Wärmenetz des Quartiers um. Je nach Abschnitt ersetzen sie alte Trassen oder bauen neue hinzu. Seit 2024 betreibt das Unternehmen das Netz. Die „SAGA Unternehmensgruppe“, ein kommunales Wohnungsunternehmen mit Sitz in Hamburg, stellt als Eigentümerin vieler angeschlossener Gebäude Grundstücke und Infrastruktur bereit.

Neues Technikgebäude geplant

Der Baubeginn ist, wie es weiter aus dem Norden heißt, für Herbst 2025 angesetzt. Dafür entsteht zunächst ein neues Technikgebäude, das an den bisherigen Heizwerksstandort anschließt. Auf den Dächern neu errichteter Garagen sollen die Luftkühler installiert werden, um die Fläche effizient zu nutzen. Ergänzt wird das Projekt durch ökologische Maßnahmen: 42 neue Bäume werden gepflanzt, versiegelte Flächen entsiegelt, Gründächer sowie blühende Gehölze angelegt. Zudem sind am Ladenbeker Furtweg Aufenthaltsbereiche mit Sitzgelegenheiten vorgesehen.



Visualisierung des Heizwerks Bergedorf-West: vorne rechts die künftigen Garagen mit den Luftkühlern. Hinten: Das alte Heizwerk mit dem neuen Wärmepumpengebäude

Quelle: Hamburger Energiewerke

Nach Angaben der HEnW hilft die neue Anlage, den jährlichen CO₂-Ausstoß um etwa 2.000 Tonnen zu reduzieren. Gleichzeitig sinken die Lärmemissionen im Vergleich zum bisherigen Heizwerksbetrieb durch ein eigens entwickeltes Schallschutzkonzept.

„Die Wärmewende in der Großstadt gelingt nur, wenn wir als Energieversorger Lösungen für Quartiere bieten“, sagte Michael Prinz, Geschäftsführer der Hamburger Energiewerke, zur Projektvorstellung. Bergedorf-West sei ein Beispiel dafür, wie dezentrale Bestandsnetze klimaneutral umgestaltet werden könnten. Großwärmepumpen seien hierbei ein zentraler Baustein.

Die HEnW versorgen eigenen Angaben nach über 160.000 Hamburger Kunden mit Ökostrom und Gas. Sie betreiben „eines der größten Fernwärmenetze Deutschlands“ und beliefert rechnerisch mehr als 538.000 Wohneinheiten. Der Versorger plant, bis 2030 aus der Steinkohle auszusteigen und – so wie der Bund – bis 2045 die Wärmeversorgung vollständig klimaneutral zu gestalten. Das Projekt in Bergedorf-West gilt als Teil dieses Transformationsprozesses. // VON DAVINA SPOHN

[^ Zum Inhalt](#)

Thermondo bietet Wärmepumpen auf Pump an



Quelle: Shutterstock / Redpixelpl

VERTRIEB. Thermondo hat sich bei einer internationalen Bank ein Kreditvolumen von 50 Millionen Euro gesichert. Damit soll Wärmepumpen-Kunden eine Ratenzahlung ermöglicht werden.

Der Wärmepumpeninstallateur Thermondo hat ein neues Finanzierungsmodell für Hauseigentümer im Portfolio. Über eine internationale Partnerbank hat sich das Unternehmen ein Kreditvolumen in Höhe von 50 Millionen Euro gesichert. Die Mittel sollen in das Ratenkaufangebot „thermondo flex“ fließen, das die Anschaffung einer Wärmepumpe ohne hohe Anfangsinvestition ermöglichen soll.

Laut Unternehmensangaben können mit dem Kredit rund 1.600 Wärmepumpenanlagen im Ratenmodell bereitgestellt werden. Das Angebot richtet sich an Privatkunden. Das Produkt Thermondo Flex sieht vor, dass die Kosten über einen Zeitraum von 15 Jahren in gleichbleibenden Monatsraten abbezahlt werden – bei einem effektiven Jahreszins von 6 Prozent.

Die durchschnittliche monatliche Belastung liege dabei unter 300 Euro. Werde der maximale staatliche Förderzuschuss von 70 Prozent genutzt und zur vorzeitigen Rückzahlung eingesetzt, lasse sich die Rate auf unter 100 Euro senken, heißt es. „Sondertilgungen oder eine komplette Ablöse sind jederzeit gebührenfrei möglich“, so das Unternehmen weiter.

Die Finanzierung wird vollständig über Thermondo abgewickelt – inklusive Beratung, Vertragsabschluss und Kundenservice. Kunden haben keinen direkten Kontakt mit der finanzierenden Bank. Die Bonitätsprüfung basiert auf standardisierten Kriterien wie Alter, Einkommen und Schufa-Score.

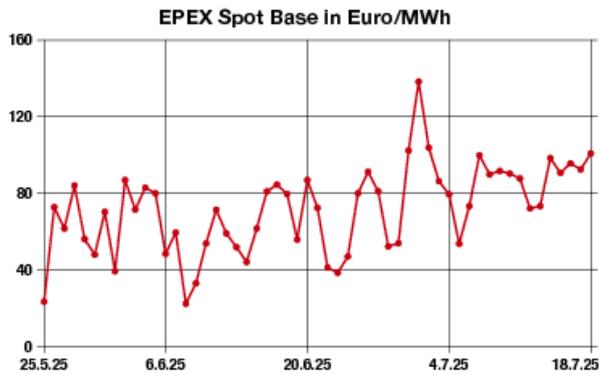
Hinter dem Modell steht eine Konstruktion über „Special Purpose Vehicles (SPV)“, wie Thermondo weiter mitteilt: Dabei handelt es sich um rechtlich vom operativen Geschäft getrennte Zweckgesellschaften, an die das Kreditvolumen der Bank fließt. Thermondo erhält aus dem bereitgestellten Darlehen einen Teil des Installationswerts vorfinanziert. Die Tilgung gegenüber der Bank erfolgt anschließend durch die monatlichen Ratenzahlungen der Kunden, die über das SPV weitergeleitet werden.

„Für die Energiewende brauchen wir Finanzierungslösungen, die für alle funktionieren“, so Jason Goldstein, VP Strategic Finance bei Thermondo. „Unser Bankpartner unterstützt uns dabei, Hausbesitzern einen bezahlbaren Umstieg in Raten anzubieten.“ Der Heizungstausch sei, so Goldstein, nicht nur eine Frage der Technologie, sondern auch der Finanzierbarkeit. // VON STEFAN SAGMEISTER

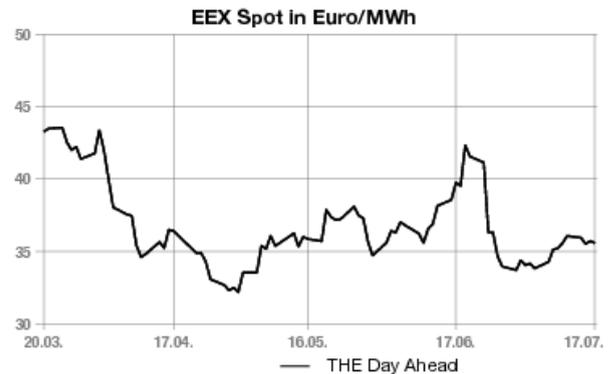
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Energienotierungen plätschern dahin



Quelle: E&M

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

Mit zumeist etwas festerer Tendenz und in enger Bandbreite haben sich am Donnerstag die Energiemärkte gezeigt. An dem schläfrigen Sommergeschehen, wie es sich alle Jahre wieder um die Ferienzeit einstellt, habe sich nichts geändert, hieß es. Gekennzeichnet sind solche Handelsphasen durch schwache Umsätze und niedrige Volatilität.

Anlass für einen Aufreger boten allenfalls die ungeplanten Wartungsarbeiten an den Gasverarbeitungsanlagen Kollsnes und Nyhamna, die am Berichtstag zu massiven Kapazitätseinschränkungen bei der Gaszufuhr aus Norwegen führten. Allerdings sollen die Einschränkungen schon am Freitag verschwunden sein, versichert der norwegische Fernleitungsnetzbetreiber Gassco. Wer es also spannender haben will, muss sich noch in wenig gedulden. Gegen Monatsende dürften die Trump'schen Zollkapriolen auch an den europäischen Energiemärkten wieder in den Mittelpunkt rücken.

Strom: Tendenziell etwas fester hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Donnerstag gezeigt. Der Day-Ahead gewann im Base um 8,25 auf 101 Euro/MWh. Der Peak zog 7,50 auf 88,25 Euro/MWh an. Börslich wurde die Grundlast mit 100,93 Euro ermittelt und die Spitzenlast mit 87,95 Euro. Auslöser des Day-Ahead-Anstiegs sind die niedrigeren Erneuerbarenbeiträge, die für den Freitag prognostiziert werden. Die Meteorologen von Eurowind errechnen für die Grundlast nur 14,7 GW an Wind- und Sonnenstrom. Für den Berichtstag ermittelte Eurowind dagegen 24,2 GW im Base. Bis Montag soll die Erneuerbaren-Einspeisung schwach bleiben, so die Meteorologen.

Laut dem US-Wettermodell ist für die letzte Juli-Dekade mit durchgehend leicht unterdurchschnittlichen Temperaturen zu rechnen und mit etwas überdurchschnittlich viel Wind. Die Solarausbeute dürfte durch ein recht hohes Maß an Bewölkung beeinträchtigt werden. Am langen Ende verlor das Strom-Frontjahr um geringfügige 0,03 auf 87,03 Euro/MWh.

CO2: Die CO2-Preise haben am Donnerstag etwas nachgegeben. Der Dec 25 verlor bis 13.48 Uhr um 0,86 auf 70,45 Euro/Tonne. Umgesetzt wurden bis zu diesem Zeitpunkt 12,6 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 71,39 Euro, das Tief bei 70,32 Euro. Bernadett Papp, Head of Market Analysis von Pact Capital, sieht Unterstützung für den Dec 25 bei 70,38 Euro und bei 70,11 Euro. Widerstand hat die Analystin bei 72,17 Euro, danach bei 72,34 Euro und 72,81 Euro ausgemacht.

Die Europäische Kommission hat unterdessen am Mittwoch einen Beschlussentwurf vorgelegt, um die Emissionshandelssysteme der EU und des Vereinigten Königreichs miteinander zu verknüpfen, was bullische Auswirkungen auf den Markt haben dürfte, und empfiehlt den 27 EU-Mitgliedstaaten, die Aufnahme von Verhandlungen mit Großbritannien zu genehmigen, um diese Verknüpfung wirksam werden zu lassen.

Erdgas: Gut behauptet haben sich die europäischen Gaspreise am Donnerstag. Der Frontmonat am niederländischen TTF gewann bis gegen 13.37 Uhr 0,350 auf 35,1 Euro/MWh. Am deutschen THE ging es für den Day-Ahead ebenfalls um 0,350 auf 36,225 Euro nach oben. Händler verweisen auf den schwachen Gasflow aus Norwegen als Grund für den Preisanstieg. Dieser beläuft sich laut dem Fernleitungsnetzbetreiber Gassco am Berichtstag nur auf geringe 262,2 Millionen Kubikmeter. Das ist noch einmal deutlich weniger als die 282,3 Millionen Kubikmeter, die für den Mittwoch angegeben worden waren.

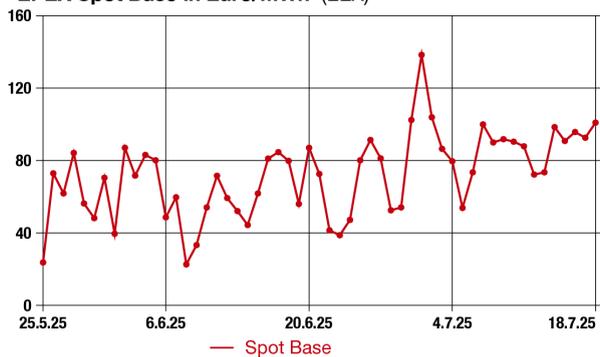
Zurückzuführen ist der verringerte Gasflow auf ungeplante Wartungsarbeiten an den Gasverarbeitungsanlagen Kollsnes und Nyhamna. Insgesamt belaufen sich die Einschränkungen für den Berichtstag dadurch auf gut 100 Millionen Kubikmeter. Die Arbeiten an den Anlagen sollen aber schon für am Freitag abgeschlossen werden. Unterstützt werden die Gaspreise außerdem durch LNG-Käufe japanische Adressen vor dem Hintergrund leicht unterdurchschnittlicher Lagerbestände und hoher Temperaturen. // VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

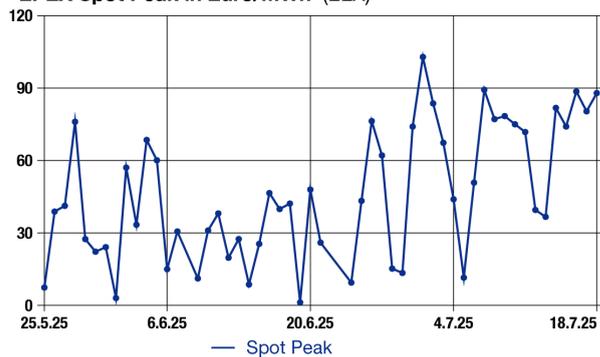
ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt

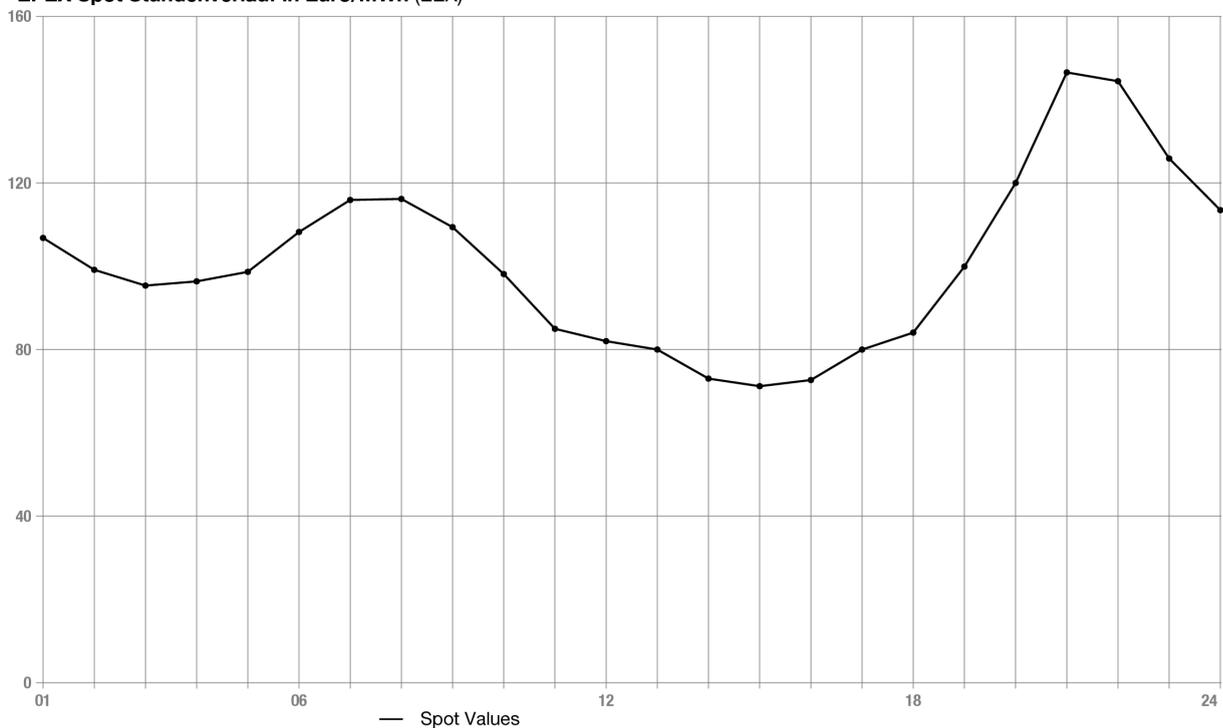
EPEX Spot Base in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Peak in Euro/MWh (EEX)



EPEX Spot Stundenverlauf in Euro/MWh (EEX)



Strom Terminmarkt

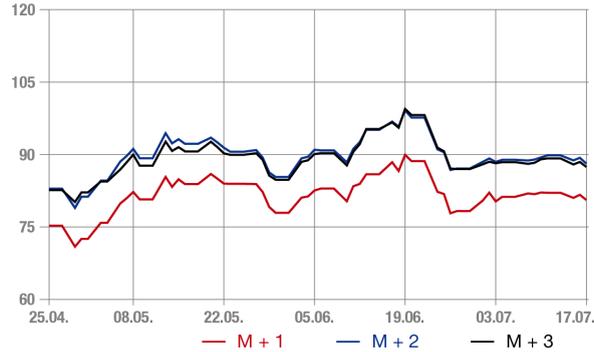
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	17.07.25	German Power Aug-2025	80,58
M2	17.07.25	German Power Sep-2025	88,12
M3	17.07.25	German Power Okt-2025	87,43
Q1	17.07.25	German Power Q4-2025	92,54
Q2	17.07.25	German Power Q1-2026	95,86
Q3	17.07.25	German Power Q2-2026	73,71
Y1	17.07.25	German Power Cal-2026	86,58
Y2	17.07.25	German Power Cal-2027	80,14
Y3	17.07.25	German Power Cal-2028	72,61

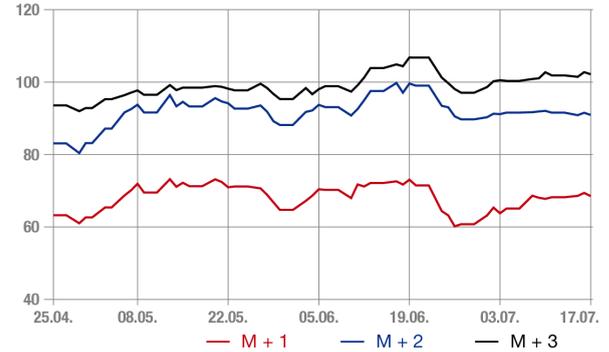
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	17.07.25	German Power Aug-2025	68,52
M2	17.07.25	German Power Sep-2025	90,93
M3	17.07.25	German Power Okt-2025	102,16
Q1	17.07.25	German Power Q4-2025	116,74
Q2	17.07.25	German Power Q1-2026	113,89
Q3	17.07.25	German Power Q2-2026	58,24
Y1	17.07.25	German Power Cal-2026	92,07
Y2	17.07.25	German Power Cal-2027	87,20
Y3	17.07.25	German Power Cal-2028	79,68

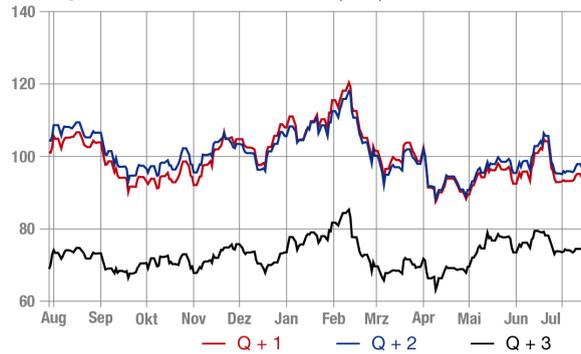
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



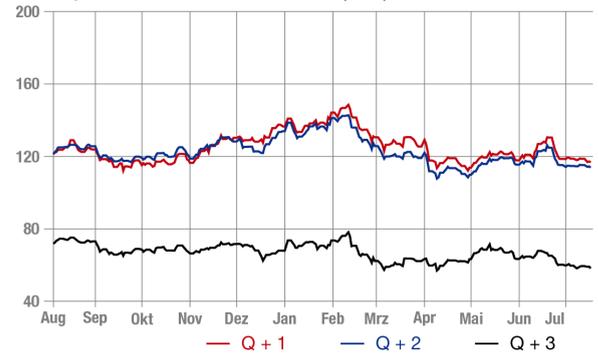
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



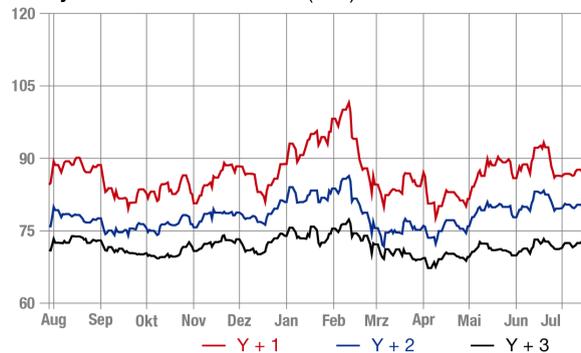
Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



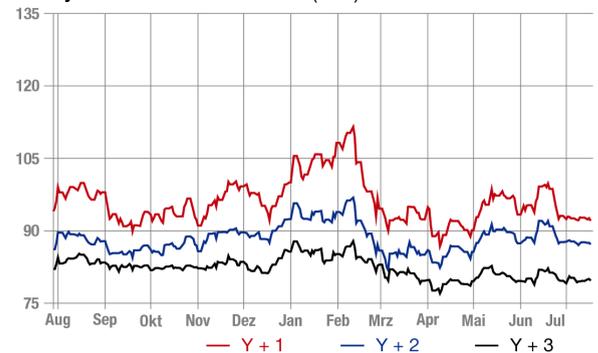
Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



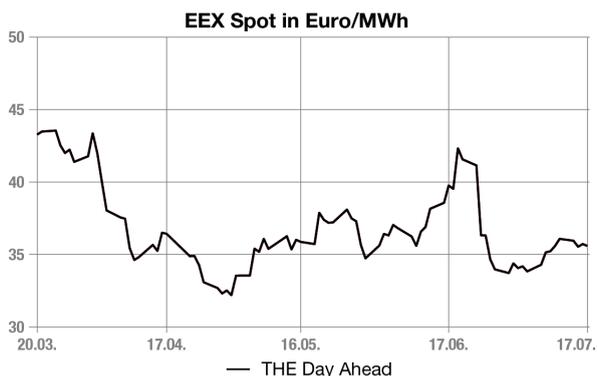
Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



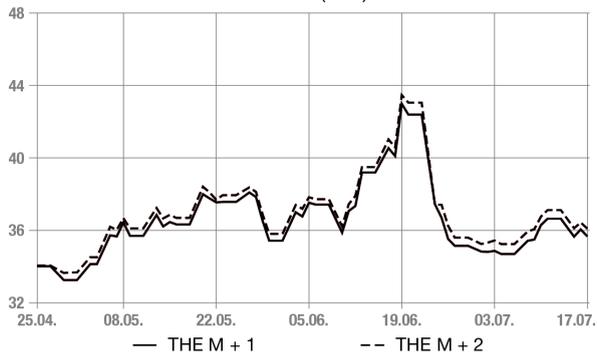
Gas Spot- und Terminmarkt

Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

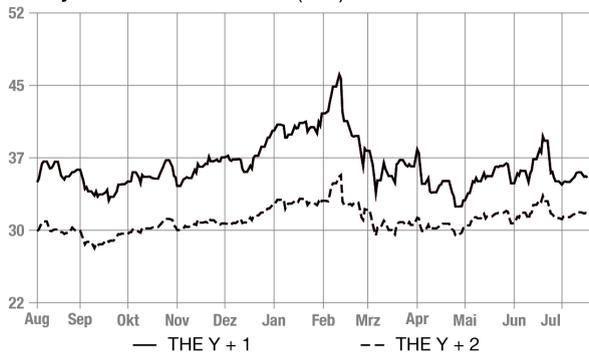
	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	17.07.25	German THE Gas Aug-2025	35,67
M2	17.07.25	German THE Gas Sep-2025	36,09
Q1	17.07.25	German THE Gas Q4-2025	37,07
Q2	17.07.25	German THE Gas Q1-2026	37,39
S1	17.07.25	German THE Gas Sum-2026	34,46
S2	17.07.25	German THE Gas Win-2026	35,63
Y1	17.07.25	German THE Gas Cal-2026	35,47
Y2	17.07.25	German THE Gas Cal-2027	31,77



Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	17.07.25	100,93	EUR/MWh
Germany Spot peak	17.07.25	87,95	EUR/MWh
EUA Aug 2025	17.07.25	69,98	EUR/tonne
Coal API2 Aug 2025	17.07.25	102,70	USD/tonne

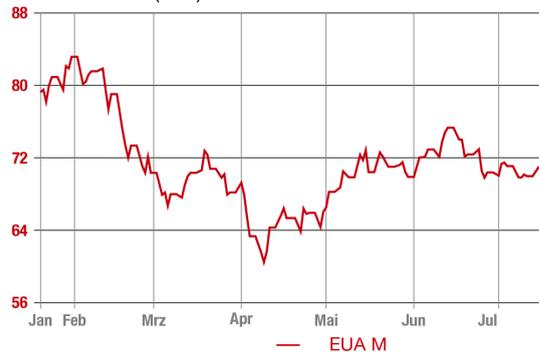
Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	17.07.25	35,59	EUR/MWh
German THE Gas Aug-2025	17.07.25	35,67	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	17.07.25	35,47	EUR/MWh
Crude Oil Brent Sep-2025	17.07.25	69,52	USD/tonne

EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Mitarbeiter Wechselprozesse und Marktkommunikation (m/w/d)

Werde Teil der rhenag Rheinische Energie AG als Mitarbeiter Wechselprozesse und Marktkommunikati...
in Siegburg

vor 1 Tag

● Festanstellung ● Betr. Altersvorsorge / Weiterbildung / Flexible Arbeitszeit /
Gesundheitsmaßnahmen / Homeoffice / Mitarbeiterrabatte



Stellvertretenden Abteilungsleiter (m/w/d) im Bereich Logistik und Bestände

Verstärken Sie das Team als Stellvertretender Abteilungsleiter (m/w/d) im Bereich Logistik und Bestä...
in Hamburg

01.07.2025

● Abteilungs-/Teamleitung ● Angestellter ● Betr. Altersvorsorge / Weiterbildung /
Flexible Arbeitszeit



Außenprüfer (m/w/d) für den Außendienst in der Abteilung Qualitäten

Bewerben Sie sich als Außenprüfer (m/w/d) für den Außendienst im ERDÖLBEVORRATUNGSVERBAN...
in Hamburg

01.07.2025

● Angestellter ● Betr. Altersvorsorge



Geschäftsführung (m/w/d)

Geschäftsführung (m/w/d) bei der Stadtwerke Eschwege GmbH - Verantwortung für den Gesamterfol...
in Eschwege

29.06.2025



Prozessmanager:in Smart Meter

Job Description Job-ID: J2025448 Prozessmanager:in Smart Meter encicity Netz GmbH Hannover Vol...
in Hanover

vor 2 h

● Befristete Anstellung ● Weiterbildung / Parkplatz

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

IHRE E&M REDAKTION:

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

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

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

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

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

Heidi Roider (Büro Herrsching)
Schwerpunkte: KWK, Geothermie
 

Susanne Harmsen (Büro Berlin)
Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung
  

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

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

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

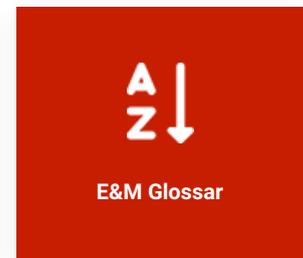
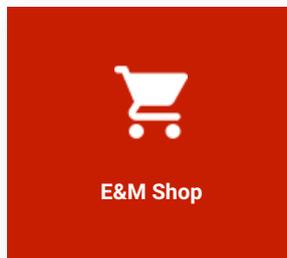
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH

Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching

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

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

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

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

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

Folgen Sie E&M auf:



