



TOP-THEMA

POLITIK & RECHT

HANDEL &

MARKT

TECHNIK

UNTERNEHMEN

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

STROM

GAS

ZAHL DES TAGES

220,52 €/MWh

Epex Spot DE-LU Day Base

31,57 €/MWh

EEX Spot THE (End of Day)

47

Prozent der Verbraucher glauben nicht, dass sich mit einem dynamischen Tarif die Stromkosten verringern lassen. Nur 29 Prozent fühlen sich über entsprechende Angebote gut informiert.

GASNETZ

EnWG-Novelle zum EU-Gasmarktpaket findet geteiltes Echo

KOHLEKRAFTWERKE

So viel konventionelle Leistung geht bis 2028 vom Netz

TECHNIK

VDI stellt Planungstool für Stromspeicher vor

Inhalt

TOP-THEMA

→ INTERVIEW: „Die All Electric Society wird nicht kommen“

POLITIK & RECHT

- GASNETZ: EnWG-Novelle zum EU-Gasmarktpaket findet geteiltes Echo
- SMART METER: Studie empfiehlt spätere Fristen und netzorientierten Rollout
- KLIMASCHUTZ: Europa zeigt sich enttäuscht über Ausgang von Cop 30
- EFFIZIENZ: Vier Trends bremsen Energieeffizienz aus
- WASSERSTOFF: Wie sich der DWV die Grüngasquote ausmalt

HANDEL & MARKT

- KOHLEKRAFTWERKE: So viel konventionelle Leistung geht bis 2028 vom Netz
- ENERGIEMANAGEMENT: Wenig Wissen, viel Potenzial
- WIRTSCHAFT: Was Entsoe für den Winter erwartet
- STATISTIK DES TAGES: Füllstand der deutschen Gasspeicher bis November

TECHNIK

- TECHNIK: VDI stellt Planungstool für Stromspeicher vor
- THÜRINGEN: Baubeginn von Südlink nach jahrelangem Streit
- ADVERTORIAL : Energie sparen und CO2 reduzieren mit hydraulischem Abgleich

UNTERNEHMEN

- **MOBILITÄT:** MVV baut MW-Ladestation für Schwerlastverkehr
 - **KOHLEKRAFTWERKE:** Kraftwerk Schkopau nach Brand noch außer Betrieb
 - **PERSONALIE:** Neue Vorständin bei Enni in Moers
 - **PERSONALIE:** Neue Spalte bei der Regiocom Customer Care SE
-

MARKTBERICHE

- **MARKTKOMMENTAR:** Preise sinken dank Friedenshoffnungen
-

SERVICE

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

★ TOP-THEMA

„Die All Electric Society wird nicht kommen“



Quelle: Quelle: E&M/Sophie Kirchner

INTERVIEW. Kerstin Andreae ist Hauptgeschäftsführerin des Energieverbands BDEW. Im E&M-Interview spricht sie über die Herausforderungen der Branche.

Im Hintergrund in ihrem Berliner Büro steht die Skulptur des Künstlers Robert Harbauer. Erhalten hat Kerstin Andreae die vier Bronzeteile, die eine Weltkugel symbolisieren, bei der Verleihung des E&M-Preises „Energiemanagerin des Jahres 2025“ in Berlin im September.

Im Gespräch mit E&M sagte Andreae im Nachgang der Preisverleihung, die Auszeichnung verstehe sie nicht als persönliche Ehrung, sondern als Würdigung des gesamten Verbands. „Der Preis ist für mich ein Ansporn, die Interessen der Branche weiterhin mit Nachdruck zu vertreten.“

Was war bislang das prägendste Erlebnis in ihrer mittlerweile sechsjährigen Amtszeit beim BDEW? „Die größte Herausforderung war eindeutig der Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine“, so Andreae. Die Umstellung von Gaslieferketten, der Aufbau neuer Infrastruktur und kurzfristige Maßnahmen wie Preisbremsen hätten den Energiesektor extrem gefordert.

Mit Bundeswirtschaftsministerin Katherina Reiche (CDU), die seit Mai im Amt ist und zuvor langjährig im Energiesektor tätig war, habe sie ein gutes Arbeitsverhältnis. „Uns eint, dass wir Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz gemeinsam mit Klimaschutz betrachten.“ Sie finde es richtig, dass die Ministerin mit dem Monitoringbericht eine Bestandsaufnahme durchgeführt habe, bevor neue Gesetze folgten. „Ich hätte diese Reihenfolge auch gewählt.“

Hinsichtlich der schwarz-roten Bundesregierung hebt Andreae positive Initiativen hervor, darunter die Umsetzung der EU-Erneuerbaren-Richtlinie sowie neue Beschleunigungsgesetze für Geothermie und Wasserstoff. Gleichzeitig gehe vieles zu langsam. „Beispielsweise rund um die Wärmeversorgung. Die Kommunen wissen nicht, wie es weitergeht“, sagte sie. Das Gebäudeenergiegesetz sei zu kompliziert und müsse entschlackt werden.

Beim Wasserstoff sieht sie Reformbedarf

Bei der Frage nach möglichen Lücken bei der Versorgungssicherheit in den kommenden Jahren verweist Andreae auf den Bericht der Bundesnetzagentur. Der Bericht sieht einen Bedarf von mindestens 22.000

MW neuer Kraftwerksleistung. Entscheidend sei daher ein zügiger Baubeginn, ergänzt durch Speicher, Flexibilitäten und Demand Side Management.

Beim Wasserstoff sieht sie Reformbedarf, da die aktuelle Regulierung die Kosten in die Höhe treibe. Differenzverträge könnten helfen, den Markthochlauf zu beschleunigen. Die Vorstellung einer rein elektrischen Energieversorgung hält sie für unrealistisch: „Die All Electric Society wird nicht kommen.“

Auch der Bürokratieabbau bleibt für sie zentral. Viele Informationspflichten seien entbehrlich. „Hilfreich wäre eine zentrale Abfragestelle für die bereitgestellten Daten der Unternehmen. Einmal melden, mehrfach nutzen – das wäre effizient.“

Für das Ziel der Klimaneutralität 2045 fordert Andreae einen dauerhaften energiepolitischen Konsens: „Ich halte nichts von Zieldebatten, die lähmen. Energiewende heißt auch nicht ‚Immer-wieder-Wende‘. Der Konsens über unser zukünftiges Energiesystem sollte eine Legislaturperiode überdauern. Wir als BDEW können da sehr viel beitragen, denn wir haben ein sehr klares Bild, wie wir das Ziel erreichen können.“

Das gesamte Interview mit Kerstin Andreae erscheint am 1. Dezember im Jahresmagazin von Energie & Management. // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

FEBRUARY 10 – 12, 2026
ESSEN | GERMANY



UNITE + CONNECT

THE PLACE
TO BE
IN ENERGY

POLITIK & RECHT



Quelle: Shutterstock

EnWG-Novelle zum EU-Gasmarktpaket findet geteiltes Echo

GASNETZ. Die Verbände der Energiewirtschaft begrüßen den Referentenentwurf zur Umsetzung des Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets der EU. Von der Gas-Lobby kommt aber auch deutliche Kritik.

Die Konsultationsfrist für die Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur Umsetzung des Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpakets der EU endet am 24. November 2025. Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) begrüßt den vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWE) vorgelegten Referentenentwurf „ausdrücklich“, wie Ingbert Liebing erklärt.

„Betreiber von Gasnetzen sollen damit endlich den Rechtsrahmen erhalten, um den Ausstieg aus der Erdgasversorgung planen und umsetzen zu können“, so der Hauptgeschäftsführer des VKU in einer Mitteilung des Verbands. Sie müssten nämlich dazu jeden einzelnen Strang ihres Netzes prüfen und entscheiden, ob sie ihn stilllegen, für Biomethan nutzen oder auf Wasserstoff umrüsten wollen.

Für richtig hält der VKU die Regelung, dass Grundstückseigentümer grundsätzlich außer Betrieb genommene Leitungen dulden müssen, diese also nicht unbedingt zurückgebaut werden müssen. „Das erspart unserer Volkswirtschaft den Worst Case mit immens hohen Rückbaukosten, zumal die Tiefbau- und Personalkapazitäten ohnehin knapp sind“, freut sich der VKU-Chef. Die Novelle des EnWG sieht außerdem vor, dass Gasnetzbetreiber künftig Anschlussbegehren ablehnen dürfen, wenn sie planen, die Gasversorgung zu beenden. Dies sei bislang nicht möglich gewesen.

„Kritisch sehen wir hingegen die Pflicht, die Gaskunden bereits zehn Jahre vor der geplanten Trennung vom Gasnetzanschluss informieren müssen“, sagt Liebing. Diese Frist sei zu lang, da in zahlreichen Kommunen die Planungen für eine Stilllegung des Gasnetzes schon fortgeschritten seien. Sinnvoll sei eine fünfjährige Informationsfrist.

Ungeklärte Finanzierungsfrage

Als „Wermutstropfen“ sieht der VKU die noch ungeklärte Finanzierung der Umrüstung von einzelnen Gasnetzsträngen auf Wasserstoff. Der Vorschlag des Verbands: „Die Kosten sollten über einen längeren Zeitraum hinweg verteilt und mit künftigen Erträgen verrechnet werden können, womit die Kostenbelastung

gestreckt wird.“ Investitionen zur Umrüstung auf Wasserstoff sollten als effiziente Transformationskosten im EnWG anerkannt werden und Gewinne aus dem Gasnetzgeschäft für die Entwicklung des Wasserstoffverteilnetzes genutzt werden dürfen, fordert Liebing.

Kerstin Andreae spricht in einer Stellungnahme des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) von „richtigen Schwerpunkten“, die der Referentenentwurf setze. Die Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsleitung hebt zum einen die „sorgsame“ Umsetzung der Entflechtungsvorgaben hervor. Positiv sei auch, wie auch von VKU-Chef Liebing angemerkt, die Kosteneffizienz, in dem außer Betrieb genommene Leitungen nicht „anlasslos“ zurückgebaut werden müssten.

„Dennoch kann und muss das Gesetz noch praxistauglicher ausgestaltet werden“, so Andreae. So fordert sie beispielsweise eine flexiblere Gestaltung der Fristen für die Netzentwicklungspläne und deren Umsetzung. Außerdem müsse noch klarer werden, „dass Netzbetreiber nicht für eine alternative Wärmeversorgung zuständig sind“, so die Chefin des BDEW. Schließlich gehen ihrer Ansicht nach auch viele Detailvorgaben zur Gas- und Wasserstoffkennzeichnung „deutlich“ über den europäischen Standard hinaus und verursachen einen „unnötigen bürokratischen Aufwand“.

„Biomethanbranche empfindlich getroffen“

Die Organisation „Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft“, die frühere „Zukunft Gas e.V.“, spricht im Gegensatz zu den Branchenverbänden von „erheblichen Fehlsteuerungen“, sofern die EnWG-Änderungen in ihrer vorliegenden Form in Kraft treten. Damit würde der Markthochlauf neuer Gase verhindert, allenfalls noch eine umgehende Umwidmung der Netze zu reinen grünen Wasserstoffinfrastrukturen angereizt. „Entgegen dem zu begrüßenden politischen Willen der Regierung, das Potenzial von Gas und Wasserstoff für die Energiewende zu nutzen, sendet er vielmehr das Signal einer Stilllegung von Gasnetzen“, kritisiert Verbandsvorstand Timm Kehler.

Die Kritik richtet sich vor allem auf die fehlende Umsetzung des Art. 9 des Gasbinnenmarktpakets. Weder ein nationales Zertifizierungssystem noch ein Massenbilanzrahmen, Audit- und Nachweispflichten sowie die Anbindung an die RED-Unionsdatenbank seien vorgesehen. „Ohne diese Grundpfeiler können erneuerbare und kohlenstoffarme Gase wie Biomethan, synthetisches Methan oder Wasserstoff nicht handelbar gemacht werden“, beklagt Kehler. Mit dem Auslaufen der EEG-Förderung 2027 und ohne klaren Marktzugang würde die Biomethanbranche besonders empfindlich getroffen. // VON FRITZ WILHELM

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG



Das Upgrade für Ihre Biogasanlage!

Biogasaufbereitung & CO₂-Verflüssigung

- ✓ CO₂-Verflüssigung: Nachrüstbar bei allen Biomethanbestandsanlagen
- ✓ Standardisiert & modular
- ✓ Über 20 Jahre Erfahrung

www.bright-renewables.de

BIOGAS Convention & Trade Fair 2025: Nürnberg, 9. Bis 11. Dezember am Stand B82, Halle 09

Studie empfiehlt spätere Fristen und netzorientierten Rollout



Quelle: Shutterstock / AI generated

SMART METER. Eine Studie der Horizonte-Group kommt zu dem Schluss, dass zentrale Voraussetzungen für den Steuer-Rollout intelligenter Messsysteme fehlen und Fristen angepasst werden müssen.

Die Beratungsgesellschaft Horizonte-Group hat in Berlin ihre Technische Studie 2.0 zum Stand des Steuerungsrollouts intelligenter Messsysteme in der Niederspannung vorgelegt. Die Analyse untersucht, ob Verteilnetzbetreiber und Messstellenbetreiber die gesetzlichen Anforderungen an den verpflichtenden Einbau von Steuereinheiten für neue steuerbare Anlagen erfüllen können. Nach Einschätzung der Autoren ist dies mit den heutigen Systemen und Prozessen realistisch nicht möglich.

Die Untersuchung der Beratungsgesellschaft benennt vor allem unzureichend vorbereitete ERP-Systeme, fehlende durchgängige Schnittstellen sowie nicht massentauglich erprobte Montage- und Inbetriebnahmeprozesse an Kundenanlagen als Gründe für die Verzögerungen. Hinzu komme, dass öffentliche Mobilfunknetze vielerorts keine stabile Erreichbarkeit von Gateways und Steuereinheiten bieten. Alternative Übertragungstechnologien stünden zwar zur Verfügung, seien aber noch nicht ausreichend erprobt. Diese technischen und organisatorischen Engpässe bestätigten Branchenvertreter auch bei der Abschlussveranstaltung zur Studie. Dort wurde etwa darauf verwiesen, dass ein technischer Durchstich zwar erreicht wurde, dieser aber vor allem auf Workarounds beruhe, die nicht für einen breiten Rollout geeignet seien.

Die Studie empfiehlt deshalb, Leistungsgrenzen in EEG, EnWG und MsBGB zu harmonisieren und Anlagen im Leistungsbereich von 2 kW bis 7 kW vorerst von Wirkleistungsbegrenzung und Steuerbarkeitscheck auszunehmen. Angesichts stark unterschiedlicher Netzsituationen – zwischen stabilen urbanen Netzen im Norden und stark belasteten Netzen in Teilen Süddeutschlands – plädieren die Autoren für einen stärker netzorientierten Rollout der Steuertechnik, anstatt möglichst schnell eine flächendeckende Ausbringung anzustreben.

Anbindung an ERP-Systeme macht Probleme

Auch der BDEW spricht sich dafür aus, die Möglichkeit des agilen Rollouts bis Ende 2027 zu verlängern. Darüber hinaus sollte dem Verband zufolge „auch im Messstellenbetriebsgesetz wie schon im Erneuerbare-Energien-Gesetz der Einbau von intelligenten Messsystemen von der Steuerung über Smart-Meter-Gateways im Rahmen einer Übergangsregelung vorübergehend entkoppelt werden“, so Kerstin Andreae, Vorsitzende der BDEW-Hauptgeschäftsführung.

„Die Engpässe sind klar benannt. Entscheidend ist nun, dass Politik, Hersteller, IT-Systemhäuser sowie MSB und VNB gemeinsam einen verlässlichen Pfad für die kommenden Jahre definieren. Kunden und Installateure sind zudem frühzeitig für eine Vorbereitung der Zählerplätze und einen effizienten Anschluss von steuerbaren Anlagen vor Ort einzubeziehen“, lässt sich Frank Hirschi, Manager bei der Horizonte-Group und Mitautor der Studie in einer Mitteilung zitieren.

Im Zuge der Analyse habe sich gezeigt, dass der Steuer-Rollout zwar voranschreite, der gesetzliche Zeitplan jedoch nicht zu den real verfügbaren Kapazitäten passe. Ein zu früher Start berge allerdings die Gefahr von Umgehungslösungen in sich, die langfristig weder wirtschaftlich noch technisch tragfähig seien, gibt Roland Olbrich, Partner der Horizonte-Group zu bedenken.

Mit einem vierstufigen Modell für die Jahre 2025 bis 2028 beschreibt die Beratungsgesellschaft, welche technischen und organisatorischen Voraussetzungen in welcher Phase erfüllt sein müssen – „vom technischen Durchstich über eine funktionsfähige Steuerung und eine massenfähige Umsetzung bis hin zur volumfänglichen Ende-zu-Ende-Netzsteuerung“ im Regelbetrieb.

Die „[Technische Studie 2.0 – Steuern in der Niederspannung](#)“ ist die Nachfolge-Analyse der im Jahr 2024 von der Horizonte-Group veröffentlichten „Technischen Studie Metering gMSB“ und im Internet auf Anfrage verfügbar. // [VON FRITZ WILHELM](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Europa zeigt sich enttäuscht über Ausgang von Cop 30



Quelle: Shutterstock / Romolo Tavani

KLIMASCHUTZ. Die Weltklimakonferenz im brasilianischen Belem endete ohne verbindlichen Ausstiegspunkt aus fossilen Energien. Man setzt auf Freiwilligkeit.

Die 30. Weltklimakonferenz ist ohne einen bindenden Fahrplan zum Ausstieg aus fossilen Energieträgern zu Ende gegangen. Trotz Verlängerung blieb eine Einigung auf den Ausstieg aus Öl, Gas und Kohle aus.

Rund 200 Staaten beschlossen lediglich mehr Unterstützung für ärmere Länder, Regenwaldschutz und Anpassung an den Klimawandel. Auch das 1,5-Grad-Ziel wurde erneut bekräftigt. EU-Klimakommissar Wopke Hoekstra zeigte sich enttäuscht über das geringe Ambitionsniveau.

Die EU scheiterte mit ihrem Vorstoß wegen des Widerstands Chinas, Indiens, Saudi-Arabien und Russlands. Übrig blieb eine freiwillige Plattform für Staaten, die ihren Klimaschutz schneller voranbringen wollen.

Außerdem sollen reiche Länder ihre Hilfen für ärmere Staaten erhöhen. Brasilien stellte den Tropenwaldfonds TFFF vor, der Projekte in mehr als 70 Ländern fördern soll. Im Abschlussdokument

betonen die Staaten die Bedeutung einer internationalen Zusammenarbeit. UN-Generalsekretär Antonio Guterres sprach von einer Konferenz, die viele Menschen enttäuscht habe.

In dem neuen Fonds zum Schutz des Regenwalds will Deutschland eine Milliarde Euro über zehn Jahre gestreckt bereitstellen. Länder, die ihre Wälder erhalten, sollen nach diesem neuen Modell belohnt werden. Umgekehrt sollen sie für jeden zerstörten Hektar Wald Strafe zahlen.

Einen konkreten „Waldaktionsplan“, um die Zerstörung von Wald einzudämmen, beschloss die Konferenz hingegen nicht. Es wird lediglich an einen früheren Beschluss erinnert, die Entwaldung bis 2030 zu stoppen.

// VON ALI ULUCAY

[^ Zum Inhalt](#)

Vier Trends bremsen Energieeffizienz aus



Quelle: Shutterstock / Rido

EFFIZIENZ. Die weltweiten Effizienzgewinne können mit dem wachsenden Energiebedarf nicht mithalten. Das geht aus dem aktuellen Bericht der Internationalen Energieagentur (IEA) hervor.

Bei der Energieeffizienz kommen die Länder nach wie vor zu langsam voran. Das geht aus dem „IEA Energy Efficiency Report 2025“ hervor, den die Energieagentur veröffentlicht hat. Der globale Effizienzzuwachs steigt 2025 voraussichtlich um 1,8 Prozent. Im vergangenen Jahr lag der Wert bei 1 Prozent.

Auf der COP 28 im Jahr 2023 vereinbarten fast 200 Staaten, die globale jährliche Steigerungsrate der Energieeffizienz bis 2030 zu verdoppeln. Seit dem Jahr 2019 liegt der weltweite Zuwachs der Energieeffizienz, gemessen an der Veränderung der primären Energieintensität, bei durchschnittlich 1,3 Prozent pro Jahr. Damit erreicht er etwas mehr als die Hälfte des langfristigen Durchschnitts von rund 2 Prozent pro Jahr in den Jahren 2010 bis 2019 und bleibt weit unter dem COP-28-Ziel von 4 Prozent.

Erste Schätzungen der IEA zeigen zwar in mehreren Regionen eine stärkere Dynamik als im Durchschnitt. In China liegt der erwartete Wert 2025 bei über 3 Prozent, in Indien bei über 4 Prozent. Beide Staaten erreichen damit Werte deutlich über ihren Durchschnittswerten seit 2019. In den USA und der Europäischen Union sinkt der Wert dagegen 2025 auf unter 1 Prozent nach mehreren Jahren höherer Zuwächse infolge der Energiekrise.

Vier zentrale Trends bremsen höhere Fortschritte

Rund zwei Drittel des globalen Wachstums der Endenergiennachfrage seit 2019 entfallen auf die Industrie, deren Energieintensität jedoch deutlich langsamer sinkt als zuvor. Die industrielle Energienachfrage wächst, während die jährliche Verbesserung der Energieintensität in der Industrie im gleichen Zeitraum auf unter 0,5 Prozent fiel, nach fast 2 Prozent im vorangegangenen Jahrzehnt. Die zunehmende Bedeutung energieintensiver industrieller Aktivitäten kompensiert Fortschritte in anderen Sektoren und bremst die globale Effizienzentwicklung.

Politische Vorgaben halten nicht mit technologischen Entwicklungen Schritt. Viele heute verkaufte Geräte erreichen nur etwa die Hälfte der Werte der effizientesten Modelle. Während technische Lösungen effizienter wurden, stiegen Mindeststandards nicht in gleichem Tempo. Die beste verfügbare Beleuchtungstechnik verdoppelte ihre Leistung in den vergangenen 15 Jahren, während Mindeststandards nur um 30 Prozent angehoben wurden.

Der gestiegene Zugang zu Klimageräten erhöht die strombasierte Kühlungsnachfrage. Der Energiebedarf für Kühlung in Gebäuden wächst seit 2000 mit über 4 Prozent pro Jahr am stärksten unter allen Anwendungen. Neue Nachfrage wird jedoch häufig durch wenig effiziente Geräte gedeckt. Hätte jedes seit 2019 verkaufte Klimagerät die effizienteste verfügbare Technik genutzt, hätte sich ein Stromanstieg in der Größenordnung des Zuwachses durch Rechenzentren vermeiden lassen.

Das Wachstum der Stromnachfrage übertrifft den Ausbau erneuerbarer Erzeugung, was den Einsatz fossiler Kraftwerke erhöht. Seit 2019 wächst der Strombedarf zwei- bis dreimal so schnell wie die gesamte Energienachfrage. In einigen Regionen führte dies zu mehr Strom aus wenig effizienten Quellen, erhöhte den Primärenergiebedarf und verlangsamte die Effizienzfortschritte.

Danfoss sieht Handlungsdruck in der Industrie

Das Wärme- und Kältetechnikunternehmen Danfoss bewertet den Bericht als Signal, die Effizienzpolitik hierzulande deutlich zu verstärken. CEO Kim Fausing betont die Bedeutung effizienter Technik für Wettbewerbsfähigkeit, Versorgungssicherheit und Resilienz. Fausing verweist auf den Einfluss der seit 2010 erzielten Effizienzgewinne, die die globalen Emissionen um 20 Prozent reduziert haben. Aus seiner Sicht besitzt die Industrie einen zentralen Hebel, um die Dynamik zu erhöhen.

Fausing nennt konkrete Beispiele für sofort wirksame Maßnahmen. So könnten beispielsweise durch den Austausch der 10 Prozent leistungsschwächsten Motoren schätzungsweise 30 Milliarden kWh Strom pro Jahr eingespart werden, was in etwa dem jährlichen Stromverbrauch Dänemarks entspricht. „Der verstärkte Einsatz von Frequenzumrichtern, die Energie sparen, indem sie die Drehzahl eines Motors an die tatsächliche Last anpassen, statt ihn permanent mit voller Leistung laufen zu lassen, könnte zusätzlich Einsparungen von mehr als 121 Milliarden kWh pro Jahr ermöglichen - das entspricht rund 15 Prozent des gesamten industriellen Strombedarfs in der EU“, teilte Fausing in einer Stellungnahme zu IEA-Bericht mit. „Das sind verfügbare Technologien, die sofort eingesetzt werden können, um Energie einzusparen.“

Der „IEA Energy Efficiency Report 2025“ ist online verfügbar. // VON HEIDI ROIDER

[^ Zum Inhalt](#)

Wie sich der DWV die Grüngasquote ausmalt



Quelle: Shutterstock / Scharfsinn

WASSERSTOFF. Der Deutsche Wasserstoff-Verband fordert eine Grüngasquote mit „Unterquoten“. Und macht der Bundesregierung Vorschläge zur Senkung der Wasserstoffgestehungskosten.

Die Bundesregierung hat die Grüngasquote im Koalitionsvertrag als „marktgerechtes Instrument“ für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft vorgesehen. Wie Schwarz-Rot dieses Instrument ausgestaltet, ist bis dato offen. Und die Idee ist nicht unumstritten. Das Deutsche Institut für Wirtschaft in Köln kam in einer Studie zu dem Schluss, dass die Investitions- und Finanzierungshemmnisse durch eine Grüngasquote nicht wirksam adressiert würden. Der Thinktank Agora Energiewende wies auf die Gefahr von Fehlanreizen hin. Der Deutsche-Wasserstoffverband (DWV) malt sich in einem Positionspapier jetzt aus, wie die Grüngasquote zu einem Element werden kann, das den Wasserstoffhochlauf beschleunigt.

„Entscheidend ist ein ausgewogener Maßnahmenmix insgesamt. Wasserstoff muss günstiger werden, und er muss nachgefragt werden“, wird DWV-Vorständin Friederike Lassen in einer Mitteilung zitiert. Die Quote sei nur „zielführend, wenn die Industrie trotz des Grüngaseinsatzes international konkurrenzfähige Energiekosten hat“. Der DWV stützt in seinem achtseitigen Papier auf die aktuelle Grüngasquoten-Studie

von Frontier Economics. Die Studie sieht man als „wertvollen Debattenbeitrag“, doch einige der Prämissen überzeugten nicht und seien „im Kontext des Wasserstoffhochlaufs sogar als potenziell gefährdend zu bewerten“, heißt es.

Vier Punkte für die Politik

Vier Punkte sind es aus Sicht des Verbands, bei denen es für die Bundesregierung gilt, Farbe zu bekennen. Die Organisation spricht sich einmal für eine „Grüngasquote mit Unterquoten für erneuerbaren und CO2-armen Wasserstoff“ aus. Die Anregung in der Frontier-Economics-Studie zu einer „Verpflichtung des Gasvertriebs zur Erfüllung von Quoten für den Vertrieb grüner Gase“, begrüßt man beim DWV.

Die Wasserstoff-Lobby plädiert dafür, die Grüngasquote „auf die Reduktion des CO2-Fußabdrucks der vertriebenen Gasmengen auszurichten“. Eine Mengenquote würde das Risiko bergen, dass der tatsächliche CO2-Fußabdruck keine Rolle spielt. „Hier können wir von den Erfahrungen aus der THG-Quote im Verkehr lernen“, schreibt der DWV. Grundsätzlich sollten in einer ersten Phase neben kohlenstoffarmem und erneuerbarem Wasserstoff auch Biomethan, E-Methan oder sonstige kohlenstoffarme Gase zulässig sein, heißt es weiter. Damit nicht die Nutzungsdauer des konventionellen Erdgasnetzes zu Ungunsten des Aufbaus des Wasserstoffnetzes verlängert werde, sollten ambitionierte Unterquoten, insbesondere für erneuerbaren oder strombasierten Wasserstoff eingeführt werden.

„Bilanzielle Handelbarkeit“ gefordert

Zum zweiten macht sich der Verband für parallele Senkung der Wasserstoffgestehungskosten stark. Erreichbar „etwa durch Reform der Strombezugskriterien und Verlängerung der Netzentgeltbefreiungen“. Die Einführung einer Grüngasquote entfalte erst in Kombination mit der Senkung der Wasserstoffgestehungskosten und der Anreizung der Nachfrage ihre positive Wirkung für den Wasserstoffhochlauf.

Als dritten Punkt nennt er den bilanziellen Handel mit Quoten. Wünschenswert sei „die Handelbarkeit von Zertifikaten mit der grünen Eigenschaft in einem hiervon getrennten Sekundärmarkt über eine Book & Claim-Systematik“. Grüne Eigenschaften und physisches Gas, erklärt der DWV, könnten so, wie im Strom, voneinander getrennt werden. Dabei wäre der Verbrauch in den Wasserstoff- und Gasnetzen aggregiert zu betrachten.

Und nicht zuletzt hält man wirksame Sanktionsmechanismen für erforderlich. Die Einführung einer Grüngasquote sei nur dann sinnvoll, „wenn die Teilnahme für die Verpflichteten bindend ist. Die Nichterfüllung der Quote müsse durch finanzielle Sanktionsmechanismen begleitet werden“.

Fazit des Wasserstoff-Verbands: „Nur wenn regulatorische Rahmenbedingungen, Kostenreduktion und Nachfragepolitik zusammengedacht werden, kann Deutschland beim Aufbau der Wasserstoffwirtschaft vorangehen“, betont Bernd Pitschak, Vorstandsvorsitzender des DWV.

Mit ihrem Vorstoß ist die Organisation nicht allein. Der Maschinenbauerverband VDMA ließ kürzlich durchblicken, dass er sich von der Grüngasquote die Lösung des „Henne-Ei-Problems“ zwischen Angebot und Nachfrage auf dem Wasserstoffmarkt verspricht.

Das Positionspapier „[Den Business Case voranbringen: Die Rolle einer Grüngasquote für den Wasserstoffhochlauf](#)“ ist über die Internetseite des DWV downloadbar. // [VON MANFRED FISCHER](#)

[^ Zum Inhalt](#)

 HANDEL & MARKT


Quelle: Pixabay / Benita Welter

So viel konventionelle Leistung geht bis 2028 vom Netz

KOHLEKRAFTWERKE. Die Netzagentur hat ihre aktualisierte Kraftwerksliste vorgelegt. Daraus geht hervor, wie viel Leistung bis 2028 im Zuge des Kohleausstiegs vom Netz geht.

Die jetzt von der Bundesnetzagentur mit Stand 3. November vorgelegte Kraftwerksliste weist für Deutschland eine gesamte Stromerzeugungsleistung von 273.829 Megawatt (MW) aus. Davon entfallen 87.476 MW auf konventionelle Anlagen einschließlich Pumpspeicher und 186.354 MW auf Erneuerbare-Energien-Anlagen (Details siehe Tabelle ganz unten). Das entspricht mehr als dem Dreifachen der höchsten Netzlast, die in der Regel am frühen Abend eines Werktages in einem Wintermonat erreicht wird.

Bis 2028 werden insgesamt 5.696 MW an konventionellen Anlagen stillgelegt. Davon entfallen 2.523 MW auf Braunkohle gemäß dem gesetzlichen Reduktionspfad, 279 MW auf Anlagen aus der siebten Ausschreibungsrunde für Steinkohle-Blöcke und Braunkohle-Kleinanlagen, 131 MW auf Anzeigen zur endgültigen Stilllegung, 2.129 MW auf voraussichtliche Stilllegungen nach Auslaufen der Systemrelevanz oder nach Inbetriebnahme eines Ersatzneubaus und 634 MW auf weitere geplante Stilllegungen.

Dem steht ein erwarteter Zubau an konventioneller Erzeugungsleistung im Zeitraum 2025 bis 2028 von 3.579 MW gegenüber. In dieser Zahl sind die im Bau oder im Probetrieb befindlichen Anlagen erfasst. Differenziert nach Energieträgern, schlüsselt sich die Neubauleistung wie folgt auf: 1.921 MW Erdgas, 208 MW Pumpspeicher, 1.374 MW Batteriespeicher, 26 MW Abfall und 50 MW sonstige Anlagen auf Basis nicht-erneuerbarer Energieträger. Das bedeutet, dass sich die Kapazität der konventionellen Kraftwerke einschließlich Speicher bis 2028 um 2.117 MW auf 85.358 MW vermindert.

Die zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast gesicherte zur Verfügung stehende Leistung ist nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber bei konventionellen Kraftwerken mit mehr als 90 Prozent anzusetzen. Im Unterschied dazu liegt dieser Anteil bei Windenergie unter 10 Prozent und bei Solarenergie bei null. Für Biomasse- und Wasserkraftwerke kann dagegen eine Verfügbarkeitsrate in der Nähe der konventionellen Blöcke unterstellt werden.

Im Ergebnis wird sich - trotz des erwarteten starken Ausbaus von schwankend einspeisenden Wind- und Solaranlagen - die gesicherte Leistung bereits bis 2028 und verstärkt danach wegen des fortgesetzten

Kohleausstiegs vermindern. Dem steht eine zu erwartende Erhöhung der Spitzenlast vor allem aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung im Verkehr und im Gebäudesektor gegenüber.

Ambitionierter Zeitplan für Gaskraftwerks-Ausschreibungen

Wie berichtet, hatte sich die Bundesregierung über die Kraftwerksstrategie geeinigt. Demnach soll 2026 der Neubau von Gaskraftwerken mit einer Kapazität von bis zu 10.000 MW ausgeschrieben werden. Diese Blöcke sollen bis zum Jahr 2031 in Betrieb gehen und so gebaut werden, dass sie später mit Wasserstoff genutzt werden können.

Gaskraftwerke brauchen in der Regel ein Jahr für die Planung, zwei Jahre für die Genehmigung und drei Jahre für den Bau. Macht in Summe sechs Jahre. Das Zeitfenster für eine Inbetriebnahme 2031 nach einem Zuschlag 2026 ist also eng bemessen.

Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland mit Stand 3. November 2025

Energieträger	Installierte elektrische Netto-Leistung in MW	Kraftwerke außerhalb des Strommarktes in MW	Netto-Leistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt in MW
Nicht erneuerbare Energien	87.475,5	13.179	74.296,5
davon:			
- Braunkohle	14.758	-	14.758
- Steinkohle	15.387	6.681	8.706
- Erdgas	35.310	5.131	30.179
- Mineralölprodukte	3.811	1.359	2.452
- Pumpspeicher	9.894	-	9.894
- Sonstige Energieträger*	5.521,5	8	5.513,5
- Batteriespeicher	2.787	-	2.787
- Sonstige Speicher	7	-	7
Erneuerbare Energien	186.353,5	18	186.335,5
davon:			
- Windkraft onshore	65.405	-	65.405
- Windkraft offshore	9.215	-	9.215
- Solare Strahlungsenergie	95.802	-	95.802
- Biomasse	9.067	12	9.055
- Wasser**	5.889	-	5.889
- Sonstige Energieträger***	975,5	6	969,5
Insgesamt	273.829	13.197	260.632

Stand: 3. November 2025

* nicht erneuerbar: 50 % der Leistung auf Basis Abfall (930,5 MW) sowie Grubengas (111 MW), Wärme (2.186 MW), Wasserstoff (3 MW) und sonstige Energieträger (2.291 MW)

** ohne Pumpspeicher

*** 50 % der Leistung auf Basis Abfall (930,5 MW) und Geothermie (45 MW)

Die angegebene Kraftwerksleistung außerhalb des Strommarktes verteilt sich mit 8.816 MW auf Netzreserve (davon 6.671 MW Steinkohle, 1.340 MW Erdgas und 805 MW Mineralölprodukte), mit 1.711 MW auf vorläufig stillgelegte Anlagen (davon 1.428 MW Erdgas, 247 MW Mineralölprodukte, 10 MW Steinkohle, 12 MW als nicht-erneuerbar zugerechnet Abfall, 12 MW Biomasse und 2 MW Wärme), mit 1.375 MW auf Kapazitätsreserve (Erdgas) und mit 1.295 MW auf „besonderes netztechnisches Betriebsmittel“ (988 MW Erdgas und 307 MW Mineralölprodukte).

In den ausgewiesenen Angaben zur Stromerzeugungsleistung am Strommarkt sind Anlagen, die zwar in den Ländern Österreich, Luxemburg, der Schweiz oder Dänemark installiert sind, allerdings direkt ins deutsche Netz einspeisen, enthalten (insgesamt 4.304 MW, davon 3.625 MW Pumpspeicher, 829 MW Wasser und 50 MW solare Strahlungsenergie).

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste mit Stand 3. November 2025

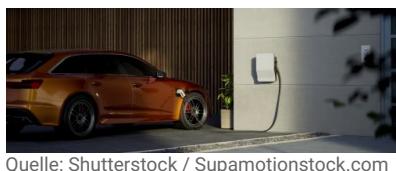
Zur Vollansicht bitte auf die Tabelle klicken

Quelle: Bundesnetzagentur / eigene Berechnungen Hans-Wilhelm Schiffer

// VON HANS-WILHELM SCHIFFER

^ Zum Inhalt

Wenig Wissen, viel Potenzial



Quelle: Shutterstock / Supamotionstock.com

ENERGIEMANAGEMENT. 50 Prozent der Menschen fühlen sich schlecht über Stromsparmöglichkeiten durch Energiemanagement informiert. Auch die Bereitschaft, den Verbrauch anzupassen, ist gering.

Laut einer repräsentativen Befragung des Marktforschungsinstituts Civey bleibt das Potenzial von Smart Metern, dynamischen Stromtarifen und Energiemanagement-Apps weitgehend ungenutzt: Nur 29 Prozent der Befragten fühlen sich gut über entsprechende Angebote informiert, rund die Hälfte dagegen schlecht oder sehr schlecht. Das vermeldet der Energieanbieter Vattenfall, der die Antworten der bundesweit 2.500 befragten Personen ausgewertet hat.

Besonders groß ist die Skepsis gegenüber den möglichen Kostenvorteilen. Nur 30 Prozent der Befragten glauben, dass sich mit digitalen Stromzählern tatsächlich Geld sparen lässt. Unterschiede zeigen sich zwischen Altersgruppen, Geschlechtern und politischen Präferenzen: Während Studierende und Anhänger der Grünen tendenziell offener für Smart Meter und dynamische Tarife sind, zeigen sich Rentner und AfD-Anhänger deutlich zurückhaltender.

Skepsis gegenüber digitalen Stromzählern

Eine zentrale Voraussetzung für das Nutzen dynamischer Stromtarife ist ein digitaler Stromzähler, der den Verbrauch zeitgenau erfasst. Nur so können Verbraucher Strom bevorzugt dann nutzen, wenn er günstig ist – etwa zum Laden eines E-Autos oder für den Betrieb einer Wärmepumpe. Dennoch geben 47 Prozent der Befragten an, nicht daran zu glauben, dass sich mit einem Smart Meter Kosten senken lassen.

Auch die Bereitschaft, den Stromverbrauch an Preisschwankungen im Tagesverlauf anzupassen, ist der Umfrage zufolge begrenzt: 43 Prozent zeigen sich offen für eine entsprechende Nutzung, 47 Prozent lehnen dies ab. Insbesondere junge Erwachsene zwischen 18 und 29 Jahren zeigen hier mit 22 Prozent eine auffallend geringe Bereitschaft. Gleichzeitig halten 61 Prozent der Befragten steigende Strompreise für wahrscheinlich.

Der leitende Produktmanager von Vattenfall, Carsten Gerasch, sieht in den Zahlen viel Potenzial: „Es ist nachvollziehbar, dass Neues oft mit Unwissen einhergeht“, lässt er sich in einer Pressemitteilung zitieren. Allerdings hätten Endkunden heute die Möglichkeit, immer mehr zum Energieproduzenten, -manager und -verbraucher in einem zu werden – wenn die technischen Voraussetzungen stimmen: „Dies dient nicht nur der Energiewende, sondern eröffnet vielfältige Möglichkeiten, Energiekosten einzusparen.“

// VON KATIA MEYER-TIEN

Diesen Artikel können Sie teilen: [Facebook](#) [Twitter](#) [LinkedIn](#)

[^ Zum Inhalt](#)

Was Entsoe für den Winter erwartet



Quelle: Fotolia / THESIMPLIFY

WIRTSCHAFT. Der Energieausblick von „Entso-E“ sieht eine weitgehend stabile Versorgungslage für Strom und Gas im kommenden Winter. Die Analyse, wo einzelne Regionen weiterhin Risiken tragen.

Der neue Energieausblick der „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ – kurz „Entso-E“ – prophezeit für die angebrochenen Wintermonate 2025/2026 eine weitgehend gesicherte Versorgungslage mit Strom. Laut dem Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber liegt die Nachfrage leicht über dem Vorjahr, während die Reserven aus Wasserkraft und erneuerbaren Energien zunehmen. Auch die verfügbare Gaskapazität stuft Entsoe als ausreichend ein. In Deutschland bleibt die Lage angesichts wachsender Einspeisung aus Wind und Photovoltaik ebenfalls kontrollierbar, auch wenn das Land an windarmen Tagen verstärkt Importe benötigt.

Der Bericht führt aus, dass der europäische Kraftwerkspark im Vergleich zum Vorjahr weiter wächst, vor allem durch neue Photovoltaik- und Windanlagen. Gleichzeitig sinkt die konventionelle Erzeugungskapazität, da ältere Kohle- und Ölanlagen vom Netz gehen. Gasgefeuerte Anlagen spielen daher laut Entsoe eine wichtige Rolle, wenn erneuerbare Energien wetterbedingt kaum einspeisen. Für Deutschland gilt diese Entwicklung in besonderem Maße, weil die thermische Erzeugung bereits jetzt geringer ausfällt als in vielen Nachbarländern.

Regionale Risiken und nicht-marktbasierter Reserven

Entsoe weist jedoch auf einzelne Risiken hin. Besonders betroffen sind laut Bericht Zonen ohne oder mit geringen Interkonnektoren, darunter Zypern, Irland und Malta. In diesen Regionen können unvorhergesehene Ausfälle oder Wetterextreme kurzfristige Engpässe verursachen. Staaten wie Irland und Malta setzen nicht-marktbasierte Reservekraftwerke gezielt ein, um Engpässe zu vermeiden. Diese Einheiten springen dann ein, wenn Marktmechanismen allein nicht ausreichen.

Deutschland hat ebenfalls verfügbare Kapazitäten außerhalb des Marktes, die zur Stabilität beitragen können. Der Entsoe-Bericht zeigt, dass einige dieser Anlagen eigentlich für andere Systemdienstleistungen vorgesehen sind, im Bedarfsfall jedoch auch zur Deckung der Nachfrage beitragen.

Gasbedarf im europäischen Vergleich

Beim Gasbedarf zeigt die Analyse, dass Europa deutlich robuster dasteht als während der Energiekrise. Entsoe betrachtet mehrere Wetterszenarien, um den kritischen Gasverbrauch für die Stromerzeugung zu bestimmen. Die ausgewerteten Daten legen laut dem Verband nahe, dass die Speicherstände und verfügbaren Liefermengen genügen, um selbst einen strengen Winter zu überstehen. Deutschland profitiere dabei von seiner diversifizierten Gasversorgung und der sinkenden Abhängigkeit von gasgeführten Kraftwerken.

Entsoe betont, dass ein Teil der Gasverbräuche vom Preisniveau und der Einsatzreihenfolge der Kraftwerke abhängt. In einem normalen Marktszenario würde der Gasbedarf geringer ausfallen als in den extremen Szenarien, die als Sicherheitspuffer dienen.

Ausblick für das erste Quartal 2026

Im Hinblick auf die Versorgungssicherheit im Stromsektor geht der Bericht davon aus, dass Importe eine wichtige Rolle spielen, wenn Wind und Sonne längere Zeit schwach ausfallen. Deutschland liegt laut Entsoe zwar im europäischen Mittelfeld, erweist sich aber besonders in windschwachen Wochen als Nettoimporteur. Die höheren Füllstände der Wasserkraftspeicher im Alpenraum und in Skandinavien reduzieren jedoch das Risiko großflächiger Engpässe.

Für die baltischen Staaten identifiziert Entsoe nur geringe Risiken, die bei extrem niedrigen Temperaturen und zusätzlichen Ausfällen auftreten könnten. In diesen Fällen hilft die direkte Anbindung an das kontinentaleuropäische Netz, die seit der vollständigen Synchronisation im Februar dieses Jahres besteht.

Die Analyse lässt erkennen, dass Europa insgesamt gut vorbereitet in den Winter startet. Für Deutschland bedeutet dies eine stabile Situation, in der die Entwicklung von Wind, Photovoltaik und Speichern zunehmend darüber entscheidet, wie stark das Land auf Energieimporte angewiesen ist. Damit zeigt der Bericht, wie eng Strom- und Gasmarkt miteinander verknüpft bleiben und welche Rolle flexible Kraftwerke und grenzüberschreitende Kapazitäten für die sichere Versorgung spielen.

Das 33-seitige Papier „Winter Outlook 2025 - 2026“ ist über die Internetseite von Entsoe downloadbar.

// VON DAVINA SPOHN

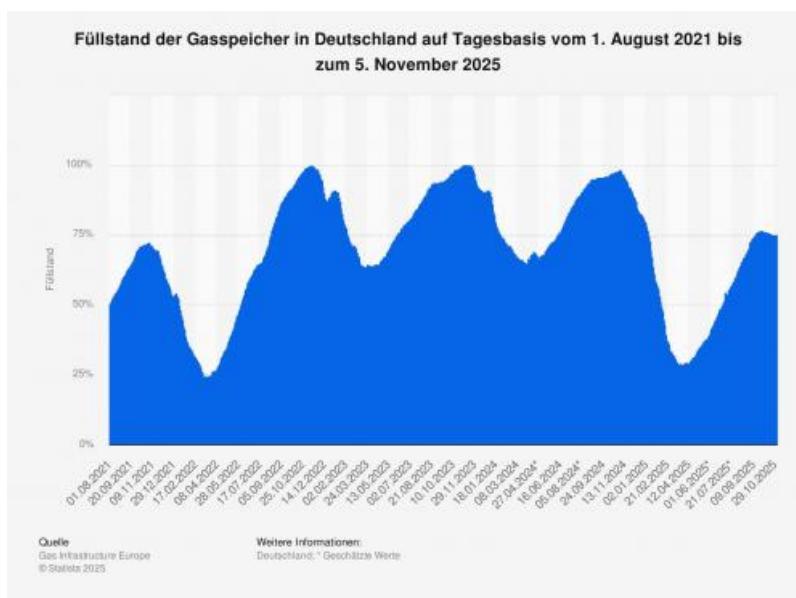
[^ Zum Inhalt](#)

Füllstand der deutschen Gasspeicher bis November



Quelle: E&M / Pixabay

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



Zur Vollansicht bitte auf die Grafik klicken

Quelle: Statista

Am 5. November 2025 waren Deutschlands Gasspeicher laut Gas Infrastructure Europe zu rund 75,32 Prozent gefüllt. Damit ist der Füllstand deutlich niedriger als im Jahr zuvor. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) sowie die Bundesnetzagentur sehen Deutschlands Versorgungssicherheit dennoch als nicht gefährdet. So wurde die seit dem 23. Juni 2022 geltende Alarmstufe des Notfallplans Gas aufgehoben – seit dem 1. Juli dieses Jahres gilt wieder die Frühwarnstufe. // VON REDAKTION

[^ Zum Inhalt](#)

TECHNIK


Quelle: Shutterstock / Nutthapat Matphongtavorn

VDI stellt Planungstool für Stromspeicher vor

TECHNIK. Auf einer Internetseite erhalten Fachleute digitale Unterstützung für die Planung von Stromspeichern in Gebäuden.

Der Verein deutscher Ingenieure (VDI) hat ein Webtool für die Simulation für den Einsatz von elektrischen Stromspeichern in Gebäuden entwickelt. Es dient der praktischen Umsetzung der Richtlinie „Planung und Integration von Energiespeichern in Gebäudeenergiesystemen – Elektrische Stromspeicher (ESS)“ gemäß VDI 4657 Blatt 3.

Das dazu entwickelte Webtool mache die Anwendung dieser Richtlinie deutlich einfacher, heißt es in einer Mitteilung des VDI. Es bietet eine „fundierte Grundlage für Fachleute, die Batteriespeicher in Gebäuden mit Anschluss an das öffentliche Verteilnetz integrieren wollen“.

Für den Anwendungsfall der Lastspitzenkappung können eigene Lastprofile hochgeladen werden. Das Tool analysiert daraufhin, wie unterschiedliche Speichergrößen die maximale Lastspitze beeinflussen, und stellt die Ergebnisse grafisch dar. Eine anschließende wirtschaftliche Bewertung berücksichtigt Investitions- und Stromkosten.

Ein weiterer Funktionsbereich richtet sich an Gebäudeenergiesysteme mit eigener Stromerzeugung. Nach Eingabe von Standort, Gebäudetyp und eingesetzten Technologien simuliert das Tool fünf Speichergrößen. Die energetischen Ergebnisse werden strukturiert ausgegeben und können mit einer Wirtschaftlichkeitsanalyse kombiniert werden.

Neben voreingestellten Ladeprofilen lassen sich individuelle Profile integrieren und simulieren. Dadurch können verschiedene Betriebsszenarien direkt im Browser abgebildet werden. Für Anlagen mit Einspeisebegrenzung steht zudem eine prognosebasierte Ladung zur Verfügung. Ein Energiemanagement passt die Batterieladung anhand von Solarstromprognosen an, um ein unnötig frühes Vollladen am Morgen zu vermeiden und Abregelungen zur Mittagszeit zu reduzieren.

Das Webtool ist kostenfrei nutzbar. [Es ist über die VDI-Website abrufbar.](#) // VON STEFAN SAGMEISTER

[^ Zum Inhalt](#)

Baubeginn von Südlink nach jahrelangem Streit



Quelle: iStock / Medium Thueringen

THÜRINGEN. Im thüringischen Wasungen hat am
24. November der Baustart von Südlink begonnen.

Auf 75 Kilometern Länge von Gerstungen im Wartburgkreis bis Mellrichstadt im unterfränkischen Landkreis Rhön-Grabfeld in Bayern sollen insgesamt vier Stromkabel verlegt werden, sagte Transnet-BW-Projektsprecher Kevin Zdiara der Deutschen Presse-Agentur. Hinzu komme ein Glasfaserkabel, über das die betroffenen Regionen künftig an schnelles Internet angeschlossen werden können.

Sichtbar seien zunächst „viele Punktmaßnahmen“ entlang des gesamten Trassenverlaufs, so Zdiara. Dabei gehe es vor allem um Horizontalbohrungen überall dort, wo etwa Straßen, Gewässer, aber auch Naturschutzbereiche unterquert werden müssten. „Wir machen die zuerst, weil die am längsten dauern“, so Zdiara. Tatsächliche Erdarbeiten wie das Ausheben von Gräben würden voraussichtlich frühestens im Januar 2026 beginnen.

Erste Baugrunduntersuchungen und Vorbereitungsarbeiten waren bereits wenige Tage nach Vorliegen der Baugenehmigung Anfang Oktober in der Gemeinde Rhönblick (Kreis Schmalkalden-Meiningen) gestartet.

Bürgerinitiativen kündigen Klage an

Der Trassenverlauf dieses Mammut-Projekts der Energiewende durch Thüringen war jahrelang umstritten gewesen. Es hatte zahlreiche Proteste gegeben. Die rot-rot-grüne Landesregierung unter dem damaligen Ministerpräsidenten Bodo Ramelow (Linke) und auch die oppositionelle CDU hatten sich vergeblich für eine Alternativroute entlang bestehender Infrastrukturtrassen starkgemacht. 2019 war die Landesregierung aus formellen Gründen mit einer Klage gegen das Projekt vor dem Bundesverwaltungsgericht in Leipzig gescheitert. Eine erneute Klage hatte sich die damalige Landesregierung stets offengehalten.

Zuvor kommt ihnen nun das „Aktionsbündnis Trassengegner“ – ein Zusammenschluss aus Bürgerinitiativen in Bayern, Hessen und Thüringen. Demnach sei bereits eine Klage gegen das Vorhaben auf bayerischer Seite beim Bundesverwaltungsgericht eingereicht worden, teilt das Bündnis mit. Der geplante Ausbau des Übertragungsnetzes sei überdimensioniert und überteuert, Alternativen seien nie neutral überprüft worden, so die Begründung. Das Gericht konnte zum Vorliegen der Klage zunächst keine Angaben machen.

Energieministerium: Kommunen wurden ausreichend gehört

Und auch die Thüringer Linke hält offenkundig bis heute an einer Klage fest: Der geplante Verlauf nehme „unnötige Umwege durch Thüringen“, sagte Jens Thomas von der Fraktion Die Linke im Thüringer Landtag. Das Ergebnis seien „zusätzliche Belastungen für Kommunen, Natur und Eigentümer“, so der Sprecher für Energie- und Umweltpolitik. Die Linke-Fraktion plane daher, einen Antrag einzubringen, der die Landesregierung auffordert, Klage gegen den Planfeststellungsbeschluss zu erheben.

Die amtierende Brombeer-Koalition in Thüringen erwägt allerdings keine rechtlichen Schritte mehr: Der Trassenverlauf sei so angepasst worden, „dass zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber TransnetBW und den betroffenen Kommunen Einigung erzielt werden konnte“, sagte das Energieministerium. Den Thüringer Belangen sei so hinreichend Rechnung getragen worden, juristische Schritte seien nicht mehr nötig, heißt es weiter.

Netzbetreiber: 30 Hinweise zu Trassenänderung berücksichtigt

Laut Transnet-BW-Sprecher Kevin Zdiara sind rund 30 Hinweise nach „informellen Gesprächen“ etwa mit Agrarbetrieben und Kommunen in Änderungen an der Trassenplanung eingeflossen. Beispiele dafür seien etwa die Planung entlang bestehender Wirtschaftswege oder die Verlegung einer „Kabelabschnittsstation“ in der Gemeinde Barchfeld-Immelborn im Wartburgkreis an einen anderen Standort. Die rund ein Hektar große Anlage – eine der wenigen Stellen, an denen das Kabel überirdisch zu sehen sein wird – soll nach Protesten nun in der Nähe eines Gewerbegebiets entstehen, so Zdiara.

Thüringen ist vom Ausbau der großen Stromtrassen besonders betroffen. Neben Südlink, das durch den Westen Thüringens in die Fränkische Rhön verläuft, soll auch die Trasse Südostlink durch den Osten des Freistaats ins unterfränkische Gefell im Kreis Bad Kissingen entstehen. Zusätzlich hatte im vergangenen Jahr die überraschende Ankündigung einer weiteren oberirdischen Leitung von Schalkau (Landkreis Sonneberg) in Thüringen über den Raum Münerstadt (Landkreis Bad Kissingen) nach Grafenrheinfeld (Landkreis Schweinfurt) für Unmut zwischen den Nachbarbundesländern gesorgt.

Insgesamt verläuft die Stromautobahn Suedlink auf einer Strecke von 700 Kilometern von Schleswig-Holstein über Niedersachsen und Thüringen bis nach Bayern und Baden-Württemberg. Die Erdkabelverbindung soll Strom von Windenergieanlagen im Norden in den Süden transportieren. 2028 soll das Projekt voraussichtlich fertiggestellt sein. // VON DPA

[^ Zum Inhalt](#)

Energie sparen und CO2 reduzieren mit hydraulischem Abgleich



Quelle: myWarm

ADVERTORIAL . Der temperaturbasierte hydraulische Abgleich von myWarm sorgt für gleichmäßige Wärme- und Kälteverteilung und reduziert Energieverbrauch sowie CO2-Emissionen.

Hohe Energiekosten und unnötige Emissionen entstehen oft durch ineffizient arbeitende Heiz- und Kühlsysteme. Der hydraulische Abgleich ist eine der wirksamsten Maßnahmen, um bestehende Anlagen energieeffizient zu machen und Betriebskosten dauerhaft zu senken.

myWarm hat diesen Prozess mit einem patentierten, temperaturbasierten Verfahren digitalisiert und optimiert: Auf Basis real gemessener Temperaturdaten aus dem laufenden Betrieb wird die gesamte Anlage präzise analysiert und automatisch eingestellt – ohne Betriebsunterbrechung. Das Ergebnis: maximale Effizienz, niedrigere Energiekosten und weniger CO₂-Emissionen.

Präzision durch reale Daten statt Annahmen

Das patentierte Verfahren von myWarm misst die Temperaturen an jedem relevanten Punkt an der Heiz- bzw. Kühlstation über mehrere Tage. Eine eigens entwickelte Software wertet diese Daten KI-gestützt aus und ermittelt die optimalen Ventileinstellungen. So werden Über- und Unterversorgung im System dauerhaft behoben.

Das Ergebnis: gleichmäßig beheizte oder gekühlte Räume, sinkender Energieverbrauch und deutlich geringere CO₂-Emissionen – nachweislich um bis zu 35 Prozent. Mittlerweile hat myWarm über 200.000 Heiz- und Kühlflächen mit dem eigens patentierten Verfahren hydraulisch abgeglichen.

Grundlage für Wärmepumpen und Fernwärme

Mit Blick auf die Wärmewende gewinnt der hydraulische Abgleich weiter an Bedeutung. Nur eine optimal ausgelegte Wärmepumpe kann effizient arbeiten. myWarm liefert dafür die nötige Datentiefe: Durch die reale Systemanalyse kann überprüft werden, ob eine Wärmepumpe im Bestand ausreichend dimensioniert ist oder ob zusätzliche Maßnahmen erforderlich sind.

Auch im Bereich der Fernwärme bietet das Verfahren entscheidende Vorteile. Immer mehr Versorger fordern den Nachweis, der Einhaltung/ Erfüllung der Technischen Anschlussbedingungen (TAB) – insbesondere in Bezug auf Rücklauftemperaturen und hydraulische Stabilität. Mit den präzisen Mess- und Dokumentationsdaten von myWarm kann dieser Nachweis einfach und revisionssicher erbracht werden oder konkrete Maßnahmen definiert werden. Damit wird der Weg für neue Fernwärmeverträge geblendet und gleichzeitig der Netzrücklauf entlastet.

Grundsätzlich gilt jedoch, dass ein hydraulischer Abgleich – unabhängig von Gebäudetyp oder Heizart – spürbare Einsparungen ermöglicht.

myWarm verbindet digitalen Heizkeller, Einzelraumsteuerung und adaptiven hydraulischen Abgleich

Während der aktuelle myWarm-Verfahren bereits als Technologieführer für Effizienz und Datentiefe gilt, arbeitet das Unternehmen an der nächsten Produktgeneration: einem adaptiven hydraulischen Abgleich, der sich dynamisch an veränderte Betriebsbedingungen anpasst.

Künftig werden digitale Heizungskeller und smarte Einzelraumsteuerungen mit dem myWarm-System verbunden und fest in die Gebäudetechnik integriert. Ziel ist ein intelligentes Gesamtsystem, das Wärmeverteilung, Erzeugung und Raumregelung permanent aufeinander abstimmt – datenbasiert, adaptiv und vollautomatisch.

„Wir haben in den vergangenen 15 Jahren gezeigt, wie groß das Einsparpotenzial durch präzise Heizungsoptimierung ist. Mit unserer neuen Generation gehen wir noch einen Schritt weiter: Wir verbinden Datenintelligenz mit bewährter Technik und machen Gebäude fit für die Wärmewende“, erklärt **Klaus Hense, Geschäftsführer von myWarm**.

Effizienzpotenzial für Kälteanlagen nutzen

Neben Heizsystemen profitieren auch wassergeführte Kühlanlagen vom hydraulischen Abgleich. Gerade in Gebäuden, die auf leistungsstarke Kühlanlagen angewiesen sind – wie Bürokomplexe, Labore oder Rechenzentren – führt eine ungleich verteilte Kälteleistung zu überhöhten Energiekosten und ungleichmäßig gekühlten Räumen. Mit myWarm-Cool, dem temperaturbasierten hydraulischen Abgleich für Kälteanlagen, wird die Kälteverteilung gezielt und datenbasiert optimiert. So werden nur die Energiemengen eingesetzt, die tatsächlich benötigt werden – effizient, präzise und dauerhaft.

Hydraulischer Abgleich als Fundament moderner, energieeffizienter Gebäude

Die Anforderungen an Energieeffizienz und Klimaschutz steigen, ebenso wie der Bedarf an verlässlichen, messbaren Lösungen. Der hydraulische Abgleich wird dabei zur Grundlage moderner Gebäudetechnik – und mit myWarm zu einem digitalen, zukunftsfähigen Prozess. Unabhängig von Gebäudetyp und Heizart: Wer heute auf reale Daten und automatisierte Optimierung setzt, legt den Grundstein für den nachhaltigen Betrieb der Gebäude von morgen. // VON ADVERTORIAL

Diesen Artikel können Sie teilen:   

 Zum Inhalt

 UNTERNEHMEN


Hafengelände in Mannheim, auf dem der E-Lkw-Ladepark im kommenden Jahr errichtet wird. Quelle: Upper Rhine Ports

MVV baut MW-Ladestation für Schwerlastverkehr

MOBILITÄT. Im Mannheimer Handelshafen entsteht ein E-Lkw-Ladepark mit einer MW-Ladestation. Das Projekt von MVV Energie und der Hafengesellschaft soll Anfang 2027 in Betrieb gehen.

MVV Energie und die Staatliche Rhein-Neckar Hafengesellschaft Mannheim errichten gemeinsam mit der Stadt Mannheim im Handelshafen einen öffentlich zugänglichen Ladepark für E-Lkw. Der erste Bauabschnitt umfasst vier Schnellladepunkte, darunter eine MW-Ladestation, wie der Mannheimer Energieversorger miteilt.

Die Unternehmen unterzeichneten dafür einen Vertrag, der die Grundlage für das rund 3,2 Millionen Euro umfassende Projekt bildet. Die Finanzierung wird laut Mitteilung durch die L-Bank unterstützt. Der Ladepark richtet sich an Logistikunternehmen im Hafengebiet und soll die Elektrifizierung des regionalen Güterverkehrs voranbringen.

Laut Hafendirektor Uwe Köhn von der Hafengesellschaft bietet der Ladepark eine Lösung für den elektrischen Schwerlastverkehr auf der sogenannten letzten Meile. Der Standort im zentral gelegenen Verkehrsknotenpunkt des Hafens sei so gewählt worden, dass Lkw ohne Abkoppeln von Trailern geladen werden können. Eine Durchfahrtlösung soll Rangierwege vermeiden.

Der erste Bauabschnitt beinhaltet einen Ladepunkt mit einer Leistung von bis zu 1.000 kW sowie drei Ladepunkte mit jeweils 400 kW. Damit können Elektro-Lkw laut MVV in etwa fünfundvierzig Minuten ausreichend Energie für eine Reichweite von rund 300 Kilometern beziehen.

Der Baubeginn ist für das dritte Quartal des Jahres 2026 vorgesehen. Die Inbetriebnahme soll Anfang 2027 erfolgen. Bei steigender Nachfrage ist ein zweiter Bauabschnitt mit weiteren vier Ladepunkten geplant. Die MVV-Tochtergesellschaft MVV Regioplan übernimmt Planung und Bau, während Investition und Betrieb bei der MVV Energie liegen. // VON MANFRED FISCHER

[^ Zum Inhalt](#)

WERBUNG

ENERGIEJOBS

DAS KARRIEREPORTAL FÜR DIE ENERGIEWIRTSCHAFT

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

Energetik Erneuerbare Energien Energiemanagement

08152 93 11 88 www.energiejobs.online

Kraftwerk Schkopau nach Brand noch außer Betrieb



Quelle: Photocase / Markus Imorde

KOHLEKRAFTWERKE. Aus einer Rauchentwicklung war ein Schmelzbrand in Block A entstanden. Während die Ermittlungen der Polizei laufen, plant die Kraftwerksleitung die Rückkehr zum Normalbetrieb.

Das Kraftwerk in Schkopau soll Ende dieser Woche wieder vollständig in Betrieb gehen. Der am Donnerstag ausgebrochene Brand sei mittlerweile endgültig gelöscht worden, teilte das Unternehmen Saale Energie mit. Bislang sind seitdem beide Kraftwerksblöcke außer Betrieb, andere Kraftwerke hatten die Versorgung übernommen.

Dem Unternehmen zufolge ermittelt die Polizei zur Ursache des Brandes und zu den Schäden. „Nach derzeitiger Kenntnislage sind die entstandenen Schäden begrenzt und in absehbarer Zeit beherrschbar“, hieß es.

Brand schnell unter Kontrolle

Dem Unternehmen zufolge war am Donnerstagvormittag eine Rauchentwicklung infolge eines Schmelzbrandes im Block A festgestellt worden. Der Brand war den Angaben nach schnell unter Kontrolle. Die Feuerwehr hatte aber noch einige Glutnester bewacht. Verletzt wurde niemand. Eine Gefährdung für Mitarbeiter, Anwohner oder die Umwelt bestand zu keiner Zeit, hieß es.

Das Braunkohlekraftwerk ist das größte Kraftwerk in Sachsen-Anhalt. Bis zu fünf Millionen Tonnen Braunkohle aus dem Tagebau Profen wandelt es im Laufe eines Jahres in Strom und Prozessdampf um, versorgt damit Haushalte und Industrie im mitteldeutschen Raum. Es hat zwei Kraftwerksblöcke. Deren Stilllegung ist für 2034 geplant. // VON DPA

Neue Vorständin bei Enni in Moers



Stefan Krämer und Julia Kaufmann. Quelle:
Enni

PERSONALIE. Julia Kaufmann tritt als Vorständin bei der Enni Stadt & Service Niederrhein ein und wird zugleich Geschäftsführerin der Energietochter Enni Energie & Umwelt Niederrhein.

Julia Kaufmann wird ab Juli 2026 Führungskraft in Moers bei den ansässigen Unternehmen der Enni-Gruppe. Die 46-jährige gebürtige Stuttgarterin verstärkt künftig den Vorstand um Dr. Kai Gerhard Steinbrich sowie Sandra Jungmaier. Steinbrich wird Vorstandsvorsitzender und zugleich Sprecher der Geschäftsführung der Energietochter.

Kaufmann rückt für den Vorstandsvorsitzenden Stefan Krämer in das Gremium ein, der nach rund 20 Jahren ausscheiden wird. Um eine geordnete Übergabe sicherzustellen, bleibt er bis Juli 2026 im Amt, heißt es in einer Mitteilung.

Julia Kaufmann ist Juristin und verfügt über einen Master of Business Administration sowie einen Master of Merger and Acquisitions. Sie arbeitet seit über zwölf Jahren in verschiedenen Führungsfunktionen bei der Gelsenwasser AG mit Sitz in Gelsenkirchen. Seit Anfang 2025 ist sie dort Geschäftsführerin der Gelsen-Net Kommunikationsgesellschaft.

Aus dem Unternehmen heißt es, Julia Kaufmann sei eine geeignete Besetzung, da sie als Juristin und kaufmännisch versierte Führungskraft „in der Energiewirtschaft und in kommunalen Themen bestens vertraut“ sei und die strategischen Fähigkeiten mitbringe, den eingeschlagenen Entwicklungskurs der Enni über Kooperationen und Beteiligungen weiterzuführen.

Die Enni Stadt & Service Niederrhein AÖR mit Sitz in Moers hält 62,88 Prozent an der Energietochter Enni Energie & Umwelt Niederrhein GmbH. Die kommunale NEW mit Sitz in Mönchengladbach ist dort mit rund 18 Prozent beteiligt. Die Gelsenwasser AG hält 15 Prozent. Die Stadt Neukirchen-Vluyn ist mit 4,22 Prozent vertreten. // VON STEFAN SAGMEISTER

Neue Spitze bei der Regiocom Customer Care SE



Quelle: Shutterstock / Jirsak

PERSONALIE. Bei der Regiocom-Servicetochter mit Sitz in Magdeburg steht zum Jahreswechsel ein Führungswechsel an.

Nach acht Jahren an der Spitze der Regiocom Customer Care SE gibt Dirk Moritz die operative Leitung im gegenseitigen Einvernehmen ab. Das teilte die Muttergesellschaft Regiocom mit. Moritz bleibt dem Unternehmen aber verbunden: Ab 2026 wird er in festangestellter Funktion die Eigentümer der Regiocom-Gruppe in ausgewählten strategischen Themen beraten.

Regiocom Customer Care ist spezialisiert auf Kundenservice- und Outsourcing-Dienstleistungen. Zum Portfolio gehören Telefon-, E-Mail- und Chat-Support, Vertrags- und Rechnungsmanagement sowie

Beschwerde- und Forderungsmanagement. Ergänzt wird das Angebot durch Up-Selling und Cross-Selling. Künftig werden die Aufgaben des bisherigen Geschäftsführers auf ein erweitertes Management-Team verteilt. Issam Mouchrik übernimmt dabei die Leitung des operativen Geschäfts und wird zentraler Ansprechpartner für Kunden und Partner. Mouchrik ist seit mehr als 18 Jahren Teil der Unternehmensgruppe, heißt es weiter.

Er begann als Agent in einer französischsprachigen Servicekampagne am Standort Berlin – damals noch ohne Deutschkenntnisse – und absolvierte parallel ein Studium der Wirtschaftsinformatik. Zuletzt verantwortete er die Telekommunikations-Accounts der Gruppe.

Unternehmensgründer Joan Dyckhoff-Schlieker betont, dass diese Struktur bewusst gewählt wurde: „Diese Position ist bewusst nicht als klassische Nachfolge angelegt, sondern als Teil der breiteren, kooperativen Führungsstruktur, die das Unternehmen zukunftsfähig aufstellt.“



Issam Mouchrik

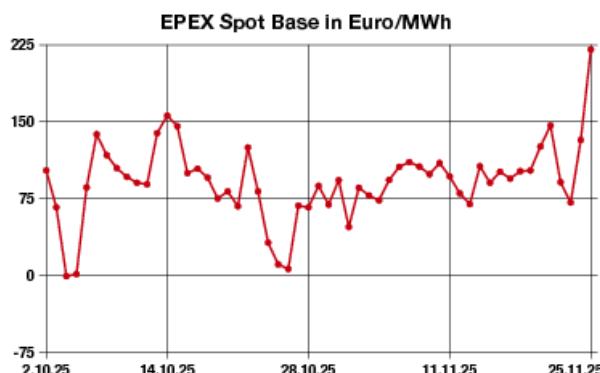
Quelle: Regiocom

// VON STEFAN SAGMEISTER

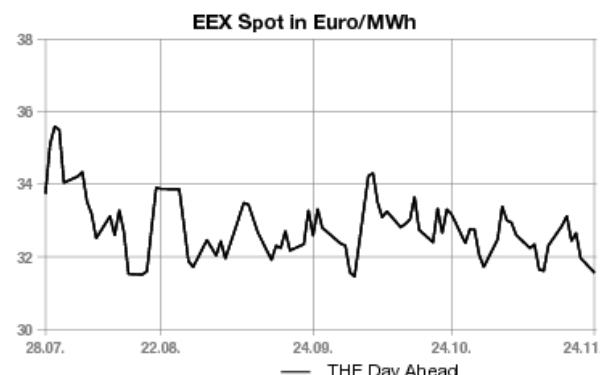
[^ Zum Inhalt](#)

MARKTBERICHTE

STROM



GAS



Preise sinken dank Friedenshoffnungen



Quelle: E&M

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

Zumeist schwächer haben sich die Energienotierungen am Montag gezeigt. Ursache für die Abgaben sind die vorsichtig optimistischen Nachrichten, die über die Gespräche zur Beendigung des Ukrainekriegs verbreitet werden. Der Strom-Day-ahead allerdings wurde von Prognosen über die Beiträge der Erneuerbaren gegen den grundlegenden Trend an den Energiemarkten nach oben gerissen. Die Meteorologen von Eurowind prognostizieren für den Dienstag und Mittwoch nur Erneuerbarenbeiträge im Bereich einer Dunkelflaute. Erst für den Donnerstag kann die Rückkehr zu „normalen“ Verhältnissen am deutschen Strommarkt erwartet werden. Zudem dürfte sich nach Auskunft vieler Wetterdienste die gegenwärtige frühwinterliche Kälte welle ihrem Ende nähern und einem durchschnittlichen Temperaturniveau Platz machen, was gleichfalls auf den Preisen lastet. Das US-Wettermodell sagt sogar für den Monatswechsel den Übergang zu einer ausgesprochen milden und windreichen Witterung voraus.

Strom: Überwiegend schwächer hat sich der deutsche OTC-Strommarkt am Montag gezeigt. Der Day-ahead präsentierte sich mit 220,75 Euro je Megawattstunde im Base und 312,75 Euro je Megawattstunde im Peak. An der Börse mussten für die Grundlast 220,52 Euro und in der Spitzenlast 312,50 Euro je Megawattstunde gezahlt werden. Am Freitag wurden für den Montag außerbörslich 117,50 Euro entrichtet. Der höchste Preis für eine Viertelstunde wurde am Berichtstag mit 399,93 Euro je Megawattstunde für den Zeitraum von 17.15 bis 17.30 Uhr erzielt.

Ursache für den rasanten Preisanstieg von Montag auf Dienstag ist die sehr geringe Einspeiseleistung der Erneuerbaren. Die Meteorologen von Eurowind erwarten für den zweiten Tag der laufenden Arbeitswoche dunkelflautenhafte 5,9 Gigawatt an Wind und Sonne. Für den Berichtstag wurden am Montag 16,7 Gigawatt vorhergesagt. Für den Mittwoch prognostiziert Eurowind nur gar 5,3 Gigawatt. Am Donnerstag sollen die Beiträge von Wind und Solar allerdings wieder deutlich steigen.

Am langen Ende verlor das Cal 26 im Verbund mit den Nachbarmärkten bis zum Nachmittag 1,83 auf 87,35 Euro je Megawattstunde.

CO2: Der CO2-Markt zeigte sich am Montagnachmittag fast von Beginn an unter Druck und fiel unter die Marke von 80 Euro je Megawattstunde. Bis gegen 13.22 Uhr verlor der Dec 25 um 0,56 auf 79,85 Euro je Tonne. Umgesetzt wurden am Berichtstag bislang 28,6 Millionen Zertifikate. Das Hoch lag bei 80,42 Euro, das Tief bei 79,67 Euro.

Unterdurchschnittliche Temperaturen dürften die Heiznachfrage bis Ende November hochhalten und für einen milden, wetterbedingten Aufschwung sorgen, bevor sich die Witterung im Dezember normalisiert, so Marktbeobachter. Einbrüche unter 80 Euro ziehen weiterhin Käufer an. „Angesichts der wenigen fundamentalen Katalysatoren bleibt ein weitgehend seitwärts tendierender Markt mit leicht unterstützender Tendenz unser Basisszenario für diese Woche“, heißt es von den Analysten von Vertis.

Erdgas: Schwächer haben sich am Montag die europäischen Gasmärkte gezeigt. Der Frontmonat am niederländischen TTF verlor bis gegen 13.20 Uhr 0,820 auf 29,380 Euro je Megawattstunde. Am deutschen THE ging es für den Day-ahead um 0,825 auf 31,125 Euro nach unten. Der Gaspreis hat damit seine Abwärtsbewegung fortgesetzt und ist erstmals seit 18 Monaten unter 30 Euro je Megawattstunde gesunken.

Mit dem Gaspreis geht es seit fünf Handelstagen nach unten. Seit Beginn des Monats ist der Preis um etwa fünf Prozent gefallen, seit Beginn des Jahres hat sich der Rohstoff mittlerweile um etwa 40 Prozent verbilligt. Am Markt wurde der Preisrückgang mit Fortschritten bei den Friedensbemühungen im russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine erklärt.

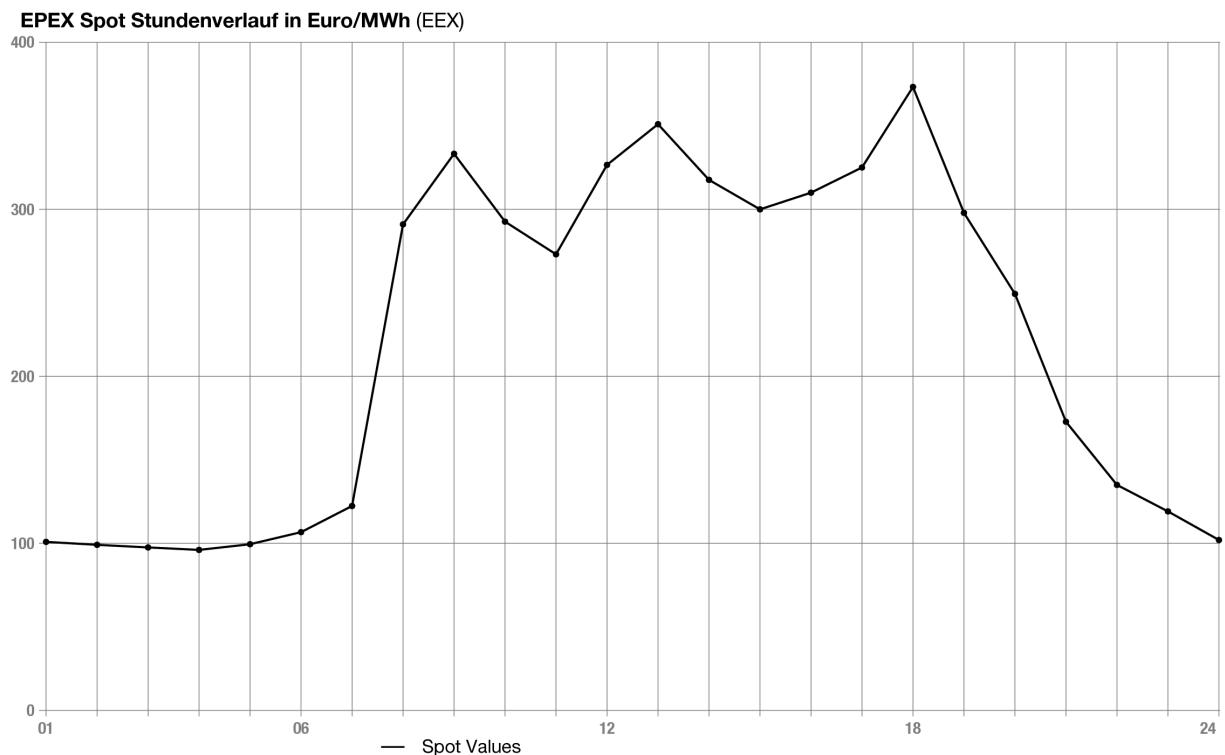
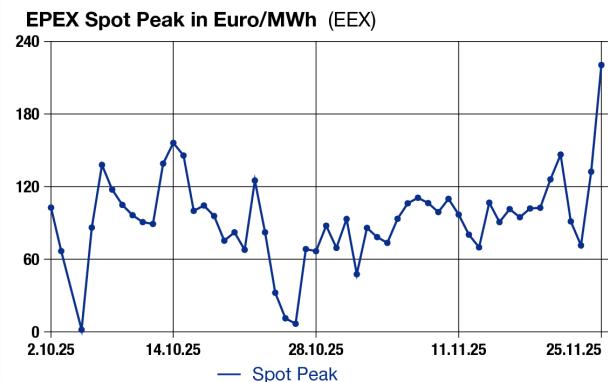
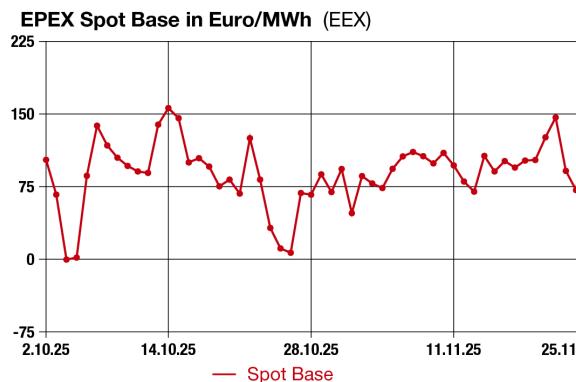
Infolge einer stärkeren Nachfrage durch niedrigere Temperaturen in den vergangenen Tagen wurde Erdgas aus den Gasspeichern in Europa entnommen. Wie aus Daten des europäischen Gasspeicherverbands GIE hervorgeht, waren die deutschen Gasspeicher am Samstag zu 71,15 Prozent gefüllt, nachdem der Füllstand zu Beginn des Monats noch über 75 Prozent betragen hatte. Für Europa insgesamt wird ein höherer Füllstand von 79,10 Prozent gemeldet, der allerdings auch seit mehr als zwei Wochen rückläufig ist.

// VON CLAUS-DETLEF GROSSMANN

[^ Zum Inhalt](#)

ENERGIEDATEN:

Strom Spotmarkt



Strom Terminmarkt

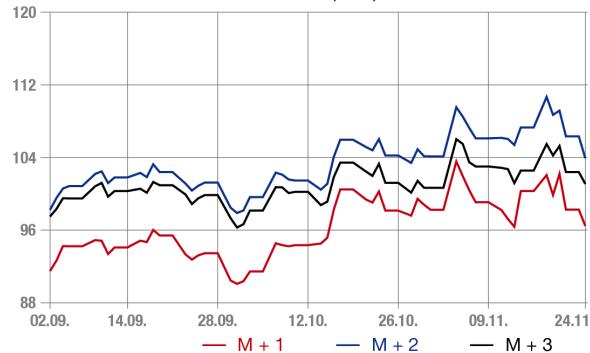
Terminmarktpreise Base in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	24.11.25	German Power Dez-2025	96,46
M2	24.11.25	German Power Jan-2026	103,92
M3	24.11.25	German Power Feb-2026	101,09
Q1	24.11.25	German Power Q1-2026	96,91
Q2	24.11.25	German Power Q2-2026	73,94
Q3	24.11.25	German Power Q3-2026	84,06
Y1	24.11.25	German Power Cal-2026	88,08
Y2	24.11.25	German Power Cal-2027	86,04
Y3	24.11.25	German Power Cal-2028	80,39

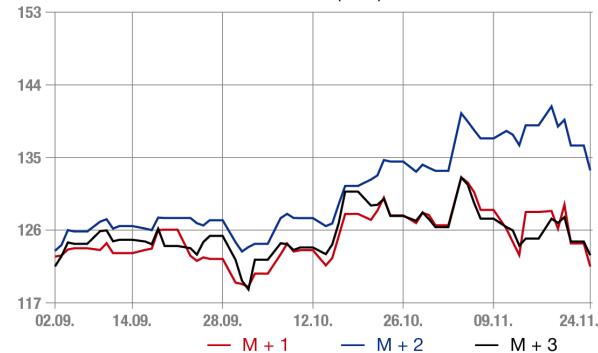
Terminmarktpreise Peak in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	24.11.25	German Power Dez-2025	121,50
M2	24.11.25	German Power Jan-2026	133,42
M3	24.11.25	German Power Feb-2026	122,90
Q1	24.11.25	German Power Q1-2026	115,96
Q2	24.11.25	German Power Q2-2026	53,74
Q3	24.11.25	German Power Q3-2026	75,09
Y1	24.11.25	German Power Cal-2026	92,37
Y2	24.11.25	German Power Cal-2027	91,71
Y3	24.11.25	German Power Cal-2028	85,97

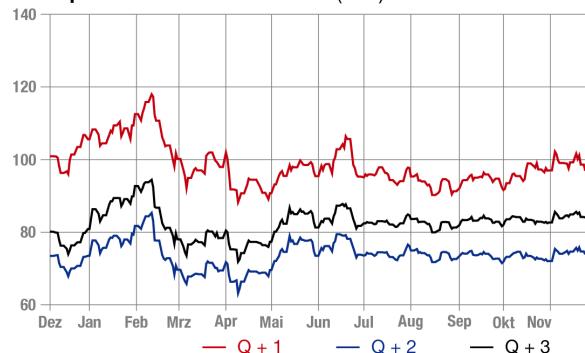
Frontmonate Base in Euro/MWh (EEX)



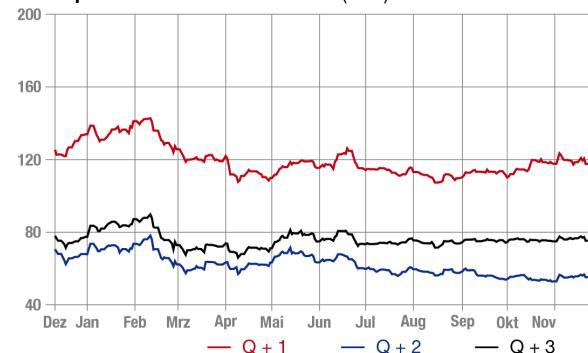
Frontmonate Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Base in Euro/MWh (EEX)



Frontquartale Peak in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Base in Euro/MWh (EEX)



Frontjahre Peak in Euro/MWh (EEX)



Gas Spot- und Terminmarkt

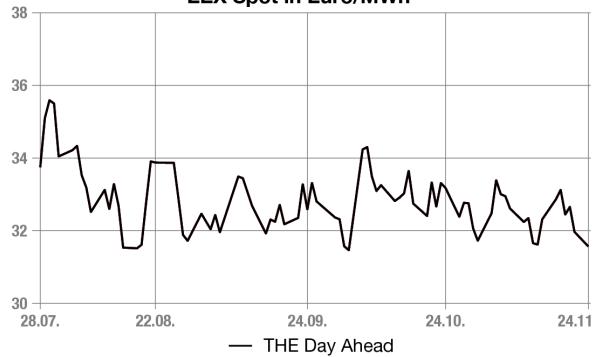
Terminmarktpreise THE in Euro/MWh (EEX)

	Handelstag	Kontrakt	Preis
M1	24.11.25	German THE Gas Dez-2025	31,23
M2	24.11.25	German THE Gas Jan-2026	31,36
Q1	24.11.25	German THE Gas Q1-2026	31,26
Q2	24.11.25	German THE Gas Q2-2026	29,71
S1	24.11.25	German THE Gas Win-2026	30,91
S2	24.11.25	German THE Gas Sum-2027	27,26
Y1	24.11.25	German THE Gas Cal-2026	30,35
Y2	24.11.25	German THE Gas Cal-2027	28,52

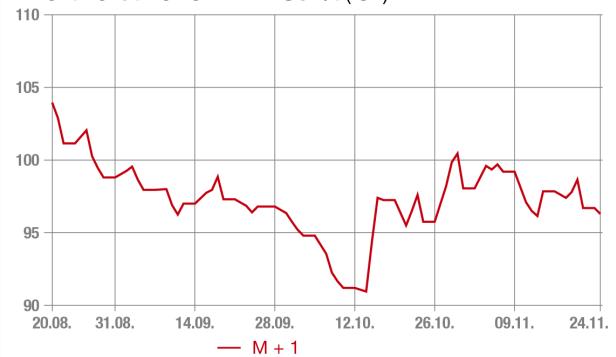
Strom, CO2, und Kohle

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
Germany Spot base	24.11.25	220,52	EUR/MWh
Germany Spot peak	24.11.25	220,52	EUR/MWh
EUA Dez 2025	24.11.25	80,61	EUR/tonne
Coal API2 Dez 2025	24.11.25	96,30	USD/tonne

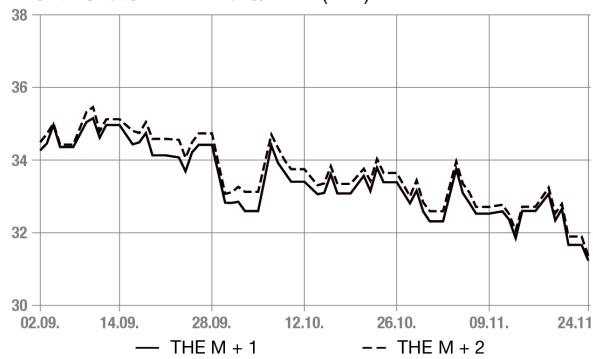
EEX Spot in Euro/MWh



Frontmonat Kohle API2 in USD/t (ICE)



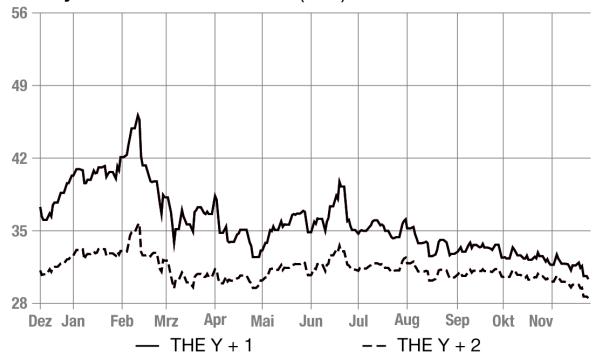
Frontmonate THE in Euro/MWh (EEX)



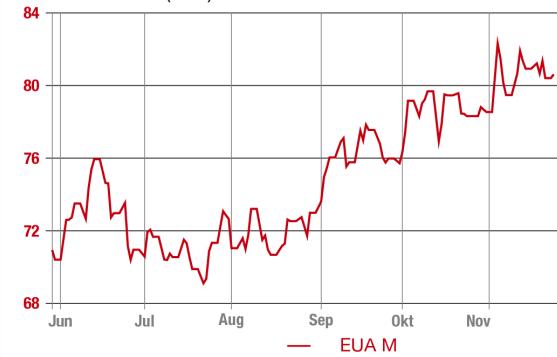
Gas und Öl

Kontrakt	Handelstag	akt. Kurs	Einheit
German THE Gas Day Ahead	24.11.25	31,57	EUR/MWh
German THE Gas Dez-2025	24.11.25	31,23	EUR/MWh
German THE Gas Cal-2026	24.11.25	30,35	EUR/MWh
Crude Oil Brent Jan-2026	24.11.25	63,37	USD/tonne

Frontjahre THE in Euro/MWh (EEX)



EUA in Euro/t (EEX)



E&M STELLENANZEIGEN



Professur W 2 Experimentelle Strömungsmechanik

An der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden ist die Professur W 2 Experimentelle...
in Amberg

20.11.2025

- Festanstellung



Bereichsleitung Vertrieb

Gesucht wird ein erfahrener Sales Manager, der die neu geschaffene Position Bereichsleitung Vertrieb ...
in Dahlenburg

07.11.2025

- Bereichs-/Hauptabteilungsleitung
- Festanstellung
- Betr. Altersvorsorge / Firmenwagen /
Flexible Arbeitszeit



Ingenieur:in Koordination Arbeitssteuerung Gas/Wasser - 2 Jahre befristet

Aufgaben Als Ingenieur:in übernimmst du Verantwortung für die Vor- und Nachbereitung aller Arbeiten...
in Hannover

vor 1 h

- Freie Mitarbeit
- Parkplatz



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

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

vor 1 h

- Ausbildung / Freie Mitarbeit
- Homeoffice



Manager:in für Beratung / Vertrieb Energiewirtschaft

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

vor 1 h

- Freie Mitarbeit
- 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



Davina Spohn (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: IT, Solar, Elektromobilität



Günter Drewnitzky (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: Erdgas, Biogas, Stadtwerke



Susanne Harmsen (Büro Berlin)

Schwerpunkte: Energiepolitik, Regulierung



Korrespondent Brüssel: **Tom Weingärnter**

Korrespondent Wien: **Klaus Fischer**

Korrespondent Zürich: **Marc Gusewski**

Korrespondenten-Kontakt: **Atousa Sendner**



Fritz Wilhelm (stellvertretender Chefredakteur, Büro Frankfurt)

Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung



Georg Eble (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: Windkraft, Vermarktung von EE



Heidi Roider (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: KWK, Geothermie



Katia Meyer-Tien (Büro Herrsching)

Schwerpunkte: Netze, IT, Regulierung, Stadtwerke



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

Vielen Dank dafür!

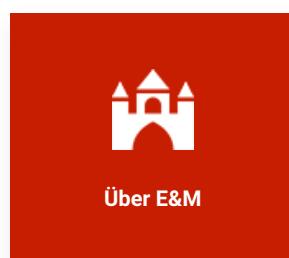
Zudem nutzen wir Material der Deutschen Presseagentur und Daten von MBI Infosource.

Ständige freie Mitarbeiter:

Volker Stephan

Manfred Fischer

Mitarbeiter-Kontakt: **Atousa Sendner**



Über E&M



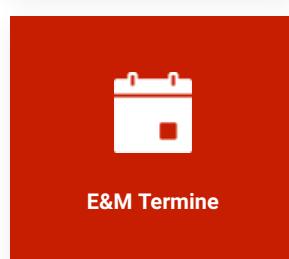
E&M Anzeigen-Vertrieb



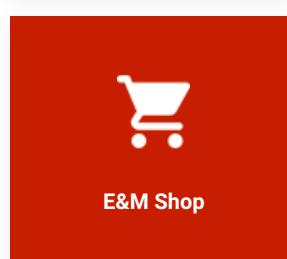
E&M Mediadaten



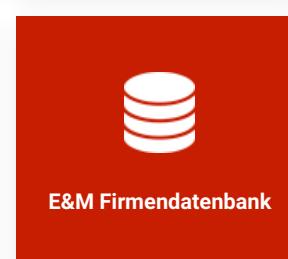
E&M Zeitung



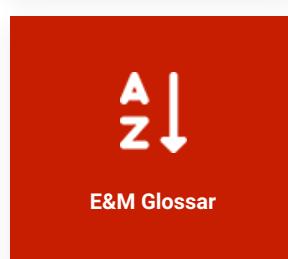
E&M Termine



E&M Shop



E&M Firmendatenbank



E&M Glossar

IMPRESSUM

Energie & Management Verlagsgesellschaft mbH
Schloß Mühlfeld 20 - D-82211 Herrsching
Tel. +49 (0) 81 52/93 11 0 - Fax +49 (0) 81 52/93 11 22
info@emvg.de - www.energie-und-management.de

Geschäftsführer: Martin Brückner
Registergericht: Amtsgericht München
Registernummer: HRB 105 345
Steuer-Nr.: 117 125 51226
Umsatzsteuer-ID-Nr.: DE 162 448 530

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

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

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

Folgen Sie E&M auf:

