Nikolai Tupikin: Wie viele Krisen hält Europas Energiesystem aus?

„Aber ich verstehe überhaupt nicht, womit Sie heizen wollen. Gas wollen Sie nicht, die Kernenergie bauen Sie nicht aus … Wollen Sie mit Holz heizen? Dafür müssten Sie nach Sibirien fahren … Sie haben ja nicht einmal Holz.“ ***Wladimir Putin****, bei einem Wirtschaftsforum in Berlin am 26. November 2010.*

Vor sechzehn Jahren klang diese Bemerkung wie eine politische Spitze. Was ist seitdem tatsächlich aus Europas Energiesystem geworden?

Der russische Präsident Wladimir Putin (rechts) mit Alexej Miller, dem Vorstandsvorsitzenden von Gazprom. Foto: kremlin.ru

Ich wollte wissen, wie gut Europa auf den Winter 2026/2027 vorbereitet ist. Zunächst habe ich mir die Füllstände der unterirdischen Gasspeicher angesehen. Schnell wurde klar: Für sich genommen sagen diese Zahlen wenig aus. Entscheidend ist nicht nur, wie viel Gas gespeichert ist, sondern auch, wie schnell es sich entnehmen und zu den Verbrauchern transportieren lässt und wie sich Lieferausfälle ausgleichen lassen.

Eine Antwort warf gleich die nächsten Fragen auf: Wie funktionieren grenzüberschreitende Gasverbindungen? Was geschieht, wenn der Wind längere Zeit ausbleibt? Wer bezahlt kurzfristige Ersatzkäufe, und reichen die Spielräume der öffentlichen Haushalte aus, um die zusätzlichen Kosten zu tragen?

Ich habe mich auf das beschränkt, was sich anhand veröffentlichter Daten, Studien und Prognosen überprüfen lässt: die physikalischen Grenzen der Infrastruktur, die Lage am Markt, die Spielräume der öffentlichen Haushalte und offizielle Klimaprognosen. Eine neue Eskalation im Nahen Osten, eine Krise um Taiwan, ein abrupter Kurswechsel der US-Politik oder eine große Naturkatastrophe könnten das Bild verändern. Solche Ereignisse vorherzusagen, maße ich mir nicht an.

Die Recherche führte mich zu einer übergeordneten Erkenntnis: Die entscheidende Frage ist nicht allein, ob Europa in diesem Winter genug Gas haben wird. Es geht vielmehr darum, wie viele Belastungen Energieversorgung, Industrie, Finanzsystem und öffentliche Haushalte gleichzeitig verkraften können.

Das ist weder das Urteil eines Branchenexperten noch ein Bericht eines Thinktanks. Es ist der Versuch eines Einzelnen, sich in ein Thema einzuarbeiten, das zunächst überschaubar schien. Ich lade Sie ein, den Gedankengang mitzugehen.

Ausgangspunkt ist eine einfache Frage: **Wie viel Gas hat Europa vor dem Winter in seinen unterirdischen Speichern?**

Europas Ausgangslage vor dem Winter

Verglichen mit 2010 hängt Europa heute deutlich weniger von russischem Pipelinegas und dafür stärker vom globalen Markt für Flüssigerdgas (LNG) ab. Die Versorgung stützt sich auf ein breiteres Spektrum an Bezugsquellen und Lieferwegen, doch die Speicher sind deutlich schlechter gefüllt als vor einem Jahr: Am 1. Oktober waren die EU-Speicher zu 72 Prozent

gefüllt, gegenüber 83 Prozent am selben Tag 2025. Bis zum 21. Oktober stieg der Füllstand auf 74,6 Prozent beziehungsweise rund 845 TWh. Besonders groß ist der Rückstand in Deutschland, wo die Speicher nur etwa 61 Prozent erreicht hatten.

Der im Oktober veröffentlichte Winterausblick von ENTSOG, dem europäischen Verband der Fernleitungsnetzbetreiber, kommt zu dem Ergebnis, dass die europäische Gasinfrastruktur den Bedarf unter sehr unterschiedlichen Bedingungen decken kann. Bei einem kalten Winter und begrenzter LNG-Verfügbarkeit könnten sich notwendige Verbrauchskürzungen und potenziell ungedeckte Nachfrage jedoch auf insgesamt 437 TWh summieren, also rund 40 Milliarden Kubikmeter. Das wäre mehr als die Hälfte des Gases, das am 21. Oktober in den EU-Speichern lag. Die Lücke ließe sich nur durch zusätzliche Lieferungen, geringeren Verbrauch oder eine Kombination aus beidem schließen.

Kommen strenge Kälte, schwache Windstromerzeugung und Lieferausfälle zusammen, muss Europa abwägen: Es kann die Wärmeversorgung der Haushalte sichern und dafür den Gasverbrauch der Industrie drosseln, höhere Heizkosten für Verbraucher hinnehmen oder einen größeren Teil der Kosten auf die öffentlichen Haushalte verlagern.

Im Folgenden zeige ich, wie ein Schock die Folgen eines anderen verschärfen kann. Was geschieht, wenn der „perfekte Sturm“ eintritt? Lässt sich fehlendes Gas kurzfristig zukaufen, oder muss der Verbrauch sinken? Die Antwort hängt nicht nur von den Speicherständen ab, sondern auch vom Wetter auf mehreren Kontinenten, von der Lage am globalen LNG-Markt und davon, wie belastbar vier eng miteinander verbundene Bereiche sind: Energieversorgung, Industrie, Finanzmärkte und öffentliche Haushalte.

1. Gas im Speicher ist noch keine Versorgungssicherheit

Die EU-weiten Zahlen verdecken erhebliche Unterschiede zwischen den Mitgliedstaaten. Laut Gas Infrastructure Europe (GIE) waren die deutschen Speicher am 21. Oktober 2026 nur zu 61,1 Prozent gefüllt, die niederländischen zu 64,7 Prozent. Frankreich lag mit 87,4 Prozent deutlich besser, Italien mit 90 Prozent ebenfalls. Deutschland verfügt zwar über die größten unterirdischen Speicherkapazitäten der EU, hatte aber weniger Gas eingelagert als Italien: 151 TWh gegenüber 183 TWh. In Frankreich lagerten 108 TWh, in den Niederlanden 93 TWh.

Die EU schreibt vor, dass die Speicher im Zeitraum vom 1. Oktober bis zum 1. Dezember einen Füllstand von 90 Prozent erreichen sollen. Für 2025 bis 2027 gelten allerdings Ausnahmen und zusätzliche Flexibilitätsregeln. Das hat auch wirtschaftliche Gründe. Wie das russische Institut für Energie und Finanzen (IEF) anmerkt, rechnet sich das frühere Geschäftsmodell nicht mehr zuverlässig: im Sommer günstig einkaufen und im Winter teurer verkaufen. Hohe Sommerpreise erhöhen das Risiko, dass Händler mit der Einlagerung Verluste machen. Entsprechend sinkt der Anreiz, Gas in die unterirdischen Speicher einzuspeichern.

Selbst wenn das Ziel erreicht wird, ist damit noch lange nicht sichergestellt, dass bei winterlichen Nachfragespitzen genügend Gas verfügbar ist.

Die Menge des gespeicherten Gases und die tägliche Ausspeicherleistung sind zwei verschiedene Größen. Mit sinkendem Füllstand fällt der Druck, und damit nimmt auch die maximale tägliche Entnahmerate ab. Gas kann also noch im Speicher sein, ohne dass es sich mit der benötigten Geschwindigkeit entnehmen lässt.

In einem der ENTSOG-Stressszenarien könnten die europäischen Speicher den Winter mit nur noch rund 11 Prozent Füllstand beenden. Dann werden eine späte Kältewelle oder ein unerwarteter Lieferausfall besonders kritisch: Der Spielraum, einen plötzlichen Nachfrageanstieg auszugleichen, ist gering. Entscheidend ist daher nicht allein der Füllstand, sondern ob die Speicher während der gesamten kalten Jahreszeit täglich genügend Gas liefern können.

2. Deutschlands Gasbilanz: Speicher zu 61 Prozent gefüllt, TTF über 90 Euro/MWh

Deutschland ist für Schocks am Gasmarkt besonders anfällig. Gas wird zum Heizen und in der Schwerindustrie gebraucht; zugleich versorgt das deutsche Fernleitungsnetz auch Nachbarländer. Selbst ohne physische Knappheit kann ein starker Preisanstieg die deutsche Wirtschaft erheblich belasten.

Laut Bundesnetzagentur erhielt Deutschland in der Woche vom 13. bis 19. Oktober 17,4 TWh Gas über Pipelines und 1,6 TWh über die eigenen LNG-Terminals. Deren durchschnittliche Auslastung lag allerdings nur bei 37,2 Prozent. Die Behörde bewertete die Versorgung als stabil und das Risiko einer angespannten Versorgungslage als gering. Zugleich warnte sie, dass die Speicherstände deutlich unter dem Vorjahresniveau lagen und die Speicher bis zum Ende des Winters weitgehend geleert sein könnten.

Auf den ersten Blick wirken LNG-Terminals, die weniger als halb ausgelastet sind, wie eine willkommene Reserve. Doch freie Terminalkapazität ist nur die halbe Miete: Sie schafft Platz für zusätzliches LNG, aber noch keine zusätzliche Ladung. Ob sich auf dem Weltmarkt weitere LNG-Ladungen kaufen und rechtzeitig liefern lassen, ist eine andere Frage.

Hinzu kommt eine weitere Vorgabe: Die deutschen Speicher müssen bis zum 1. Februar 2027 mindestens zu 30 Prozent gefüllt sein. Selbst wenn dieser Wert erreicht wird, ist damit nicht garantiert, dass sich bei einer späten Kältewelle genügend Gas mit der erforderlichen Geschwindigkeit entnehmen lässt.

Für Deutschland liegt das akute Problem weniger in der verfügbaren Gasmenge als im Preis. In der Chemieindustrie ist Gas nicht nur Energieträger, sondern auch Rohstoff. Besonders gasintensiv sind die Ammoniak- und Düngemittelproduktion sowie die Glas- und Keramikindustrie. In der Metallverarbeitung und im Maschinenbau verteuern hohe Gas- und Strompreise die gesamte Wertschöpfungskette.

Am 20. Oktober überschritt der TTF-Referenzpreis erstmals seit Ende 2022 wieder die Marke von 90 Euro je MWh. Die Folgen sind bereits in der Industrie spürbar. Der Düngemittelhersteller Yara berichtete, dass hohe Gaspreise und aufgeschobene Käufe im dritten Quartal die Margen und Auslieferungen belastet hätten. Das Unternehmen passte

die Auslastung seiner europäischen Werke an die Energiekosten und die Produktionsbedingungen an. Das bereinigte EBITDA, eine wichtige Kennzahl für die Ertragskraft, sank gegenüber dem Vorjahresquartal von 804 auf 675 Millionen US-Dollar.

Aus Sicht der Gasbilanz scheint eine geringere Industrieproduktion zunächst ein Vorteil zu sein: Der Verbrauch sinkt, Gas wird für andere Abnehmer frei. Für die Gesamtwirtschaft ist die Wirkung genau umgekehrt: Die Produktion geht zurück, Arbeitsstunden und Einkommen sinken, dem Staat entgehen Steuereinnahmen. Das Energiesystem gewinnt so Luft; bezahlt wird dafür mit Einbußen bei Produktion, Einkommen und öffentlichen Einnahmen.

Deutschlands Schwachstelle liegt also weniger darin, dass Bezugsquellen fehlen, als in den hohen Kosten, mit denen eine energieintensive Wirtschaft versorgt werden muss.

3. 57 Reaktoren: Kann Frankreich Europas Energiemarkt stabilisieren?

Anders als Deutschland deckt Frankreich den größten Teil seines Strombedarfs mit Kernenergie und ist deshalb weniger direkt den Gaspreisen ausgesetzt. Nach Angaben der Internationalen Atomenergie-Organisation (IAEO) sind 57 Reaktoren mit einer Gesamtleistung von rund 63 GW in Betrieb. 2025 stammten etwa 68 Prozent des französischen Stroms aus Kernkraft. EDF rechnet für 2026 und 2027 mit einer Jahreserzeugung von jeweils 350 bis 370 TWh. Zum Vergleich: Die von Rosenergoatom betriebene russische Flotte, Teil von Rosatom, erzeugte 2025 insgesamt 218,3 TWh. Die französischen Kernkraftwerke dürften damit rund 1,6- bis 1,7-mal so viel Strom erzeugen wie diese zusammen.

Mit rund 87 Prozent waren auch die französischen Gasspeicher am 21. Oktober vergleichsweise gut gefüllt. Zusammen machen Gasreserven und Kernkraftwerke Frankreich zu einem wichtigen Stabilitätsanker des europäischen Energiemarkts: Das Land kann Gas aus den Speichern entnehmen und Strom in Nachbarländer exportieren. Dort sinkt dadurch der Bedarf an gasbefeuerten Kraftwerken. Diese Unterstützung hat jedoch Grenzen.

Reaktoren werden planmäßig für Wartungsarbeiten vom Netz genommen, hinzu kommen ungeplante Ausfälle. Einige Anlagen reagieren empfindlich auf niedrige Flusspegel und hohe Wassertemperaturen. Im Sommer 2026 mussten mehrere Kernkraftwerke wegen niedriger Wasserstände und ungewöhnlich hoher Wassertemperaturen ihre Leistung zeitweise einschränken.

Frankreich ist zudem stark auf elektrische Heizungen angewiesen. Bei einer ausgeprägten Kältewelle steigt der Strombedarf im Inland deutlich. Dann muss das Land seine Exporte zugunsten der heimischen Versorgung zurückfahren. Fallen gleichzeitig mehrere Reaktoren aus, könnte Frankreich vom Nettoexporteur zum Nettoimporteur von Strom werden.

Frankreich kann eine Energiekrise in Nachbarländern also abfedern, sofern freie Erzeugungskapazitäten vorhanden sind und die grenzüberschreitenden Stromleitungen

genügend Übertragungskapazität bieten. Für Deutschland ist dieser Puffer besonders wichtig. Gerade wenn das System am stärksten unter Druck steht, könnte er jedoch fehlen.

4. Ein Markt, unterschiedliche Schwachstellen

Italien startet mit rund 183 TWh Gas in den Speichern und einem Füllstand von 90 Prozent in den Winter. Das ist eine gute Ausgangslage. Allerdings erzeugt das Land einen großen Teil seines Stroms in Gaskraftwerken. Sinkt die Wasserkraftproduktion oder steigt der Strombedarf, erhöht sich entsprechend auch der Gasverbrauch.

Spanien verfügt über große LNG-Terminals und kann Gas auf dem Seeweg beziehen. Schwieriger ist der Weitertransport nach Mitteleuropa: Die Pipelinekapazitäten über die Pyrenäen sind begrenzt. Auch bei freien Kapazitäten in den spanischen Terminals ist nicht gewährleistet, dass zusätzliche Mengen bis nach Deutschland gelangen.

Die Niederlande bleiben dank ihrer Terminals, Speicher und Handelsinfrastruktur einer der wichtigsten Gasknotenpunkte Europas. Am 21. Oktober waren ihre Speicher jedoch nur zu 64,7 Prozent gefüllt, deutlich weniger als im EU-Durchschnitt.

Die Binnenstaaten Mittel-, Ost- und Südosteuropas sind auf Lieferungen über Nachbarländer angewiesen. Es reicht nicht, dass Gas an einem EU-Terminal verfügbar ist: Es muss anschließend mehrere nationale Fernleitungsnetze durchlaufen, die jeweils eigene Engpässe haben. ENTSOG weist ausdrücklich auf diese regionalen Beschränkungen hin.

Das Vereinigte Königreich nimmt eine Sonderstellung ein. Es gehört zwar nicht zur EU, ist aber weiterhin ein wichtiger Akteur auf dem europäischen Gasmarkt. Es bezieht Gas aus eigenen Nordseefeldern, über Pipelines aus Norwegen und Kontinentaleuropa sowie über LNG-Terminals. Die britischen Gasspeicher haben allerdings nur eine geringe Kapazität. Nach Angaben der britischen Regierung vom 14. Juli 2026, veröffentlicht als Antwort auf eine parlamentarische Anfrage, beträgt sie rund 1,7 Milliarden Kubikmeter. Das entspricht rechnerisch nur etwa sieben Tagen des durchschnittlichen Winterverbrauchs. Großbritannien ist daher auf kontinuierliche Lieferungen seiner bisherigen Anbieter angewiesen und konkurriert bei steigender Nachfrage mit Kontinentaleuropa um zusätzliche LNG-Ladungen.

Die gesamten Gasvorräte Europas garantieren noch nicht, dass jeder Verbraucher auch Gas bekommt. Ein Land kann reichlich Gas haben, es aber kaum über die Grenze transportieren. Ein anderes verfügt über LNG-Terminals, hat jedoch zu wenig Gas in den Speichern. In einem dritten hängt die Nachfrage stärker als anderswo vom Wetter ab.

Die nationalen Märkte sind durch Handel und Verträge miteinander verbunden, bleiben aber auf bestimmte Lieferwege angewiesen. Damit stellt sich die nächste Frage: Wie kommt das Gas tatsächlich dorthin, wo es am dringendsten gebraucht wird?

5. Pipelines, Druck und Engpässe: Gas muss auch dort ankommen, wo es gebraucht wird

Stellen Sie sich eine sechsspurige Autobahn zur Hauptverkehrszeit vor. Vor einer engen Ausfahrt staut sich der Verkehr bis auf die durchgehenden Fahrspuren zurück. Selbst Fahrzeuge, die gar nicht abfahren wollen, kommen dann nur langsam voran. Die Breite der Autobahn hilft wenig, wenn die Ausfahrt den Verkehr nicht bewältigen kann.

Ähnlich funktioniert Europas Gasnetz. Es besteht aus Fernleitungen, Verdichterstationen, LNG-Terminals, Speichern und Verbindungen zwischen nationalen Netzen. Jeder Abschnitt hat eine eigene Kapazitätsgrenze.

Zwischenstaatliche Verbindungen. Der Korridor über die Pyrenäen ist das anschaulichste Beispiel: Die spanischen LNG-Terminals können mehr Gas ins Netz einspeisen, als die Pipelines nach Frankreich weiterleiten können. Auch auf anderen Routen, etwa über die Alpen, hängt die verfügbare Kapazität von der Flussrichtung und der Auslastung des Nachbarnetzes ab.

Innerhalb eines Landes. Die größten Speicher und die großen Industrieverbraucher liegen nicht immer nahe beieinander. Ein erheblicher Teil der deutschen Gasinfrastruktur liegt im Norden, während viele große Verbraucher im Süden sitzen. Unter normalen Bedingungen kommt das Netz damit zurecht. Bei Spitzenlast entscheidet jedoch die freie Kapazität des jeweiligen Korridors.

Druck und Verdichter. Verdichterstationen halten den Gasdruck auf dem erforderlichen Niveau und sorgen dafür, dass das Gas weiterströmt. Ihre Leistung ist jedoch begrenzt. Bei manchen Speichern sinkt zudem die maximale tägliche Entnahmerate mit fallendem Füllstand. In einer Kältewelle bestimmt deshalb das schwächste Glied die Leistungsfähigkeit des Systems, nicht der Durchschnittswert.

Umkehr der Gasflüsse. Vor 2022 lieferte Gazprom jährlich rund 150 Milliarden Kubikmeter Pipelinegas nach Europa. Bis 2025 waren die Lieferungen auf etwa 18 Milliarden Kubikmeter zurückgegangen. TurkStream blieb der einzige verbliebene Transportweg. Dadurch gewannen westliche LNG-Terminals und nördliche Transportrouten für die Versorgung Mittel- und Osteuropas deutlich an Bedeutung.

Das Fernleitungsnetz wurde so umgebaut, dass Gas nun auch von West nach Ost fließen kann. Doch nicht jede Pipeline lässt sich in beide Richtungen mit derselben Leistung betreiben.

Europa kann insgesamt genügend Gas haben und trotzdem in einzelnen Regionen Engpässe erleben. Betrifft die Knappheit nicht nur eine Region, sondern den Kontinent insgesamt, verlagert sich der Engpass von den Pipelines auf den globalen LNG-Markt.

6. Warum die USA nicht kurzfristig deutlich mehr LNG nach Europa liefern können

Die Vereinigten Staaten sind zum größten LNG-Lieferanten der EU außerhalb der Union geworden. Die US-Exportkapazitäten wachsen, und LNG-Ladungen lassen sich zwischen

den Märkten umleiten. Nach Angaben der US-Energieinformationsbehörde (EIA) beliefen sich die US-LNG-Exporte im ersten Halbjahr 2026 auf durchschnittlich 493 Millionen Kubikmeter pro Tag. In ihrer Prognose vom Oktober rechnet die Behörde für das erste Halbjahr 2027 mit 530 Millionen Kubikmetern täglich, wenn neue Kapazitäten in Betrieb gehen.

Ein weiterer Faktor dürfte die Nachfrage Europas nach US-LNG erhöhen: Ab dem 1. Januar 2027 darf die EU kein russisches LNG mehr auf Grundlage langfristiger Verträge einführen. Nach Schätzungen des Instituts für Energie und Finanzen entfielen im dritten Quartal 2026 10,4 Prozent der LNG-Importe der EU auf russisches LNG, ein großer Teil davon aus dem Projekt Yamal LNG von NOVATEK. Europäische Käufer müssen daher Ersatz finden, während die Heizperiode bereits in vollem Gange ist.

Wie schnell die Lieferungen über den Atlantik ausgeweitet werden können, hängt von Produktionskapazitäten, Infrastruktur und der Lage auf dem US-Binnenmarkt ab.

Produktion. Bevor Gas an einem europäischen Terminal ankommt, muss es gefördert, per Pipeline zur Verflüssigungsanlage transportiert, dort verflüssigt, auf einen Tanker geladen und über den Atlantik verschifft werden. Arbeiten die Exportanlagen bereits nahezu unter Volllast, lässt sich die Produktion nicht kurzfristig stark steigern. Freie Kapazitäten an europäischen Terminals helfen nicht, wenn kein zusätzliches LNG zum Verladen verfügbar ist.

Infrastruktur. Die meisten großen US-Exportanlagen liegen an der Golfküste. Kälte, Stromausfälle, technische Defekte und Probleme mit Pipelines können den Betrieb stören. Während des Wintersturms Uri kam es 2021 zu weitreichenden Ausfällen im US-Gassystem. Ein Unfall bei Freeport LNG setzte im Juni 2022 eine große Exportanlage für längere Zeit außer Betrieb. Solche Ereignisse können das Angebot auf dem Weltmarkt deutlich verringern.

Binnenmarkt und Politik. US-Exporteure kaufen Gas auf demselben Markt, der amerikanische Haushalte versorgt und die US-Industrie beliefert. Die politische Logik in Washington ist unabhängig von der Regierungspartei dieselbe: Kein Präsident will, dass die Menschen im Winter frieren. Und jeder zusätzliche Dollar auf der Heizkostenrechnung kann bei der nächsten Wahl Stimmen kosten. Wenn Exporte die Versorgung im Inland gefährden oder die Preise nach oben treiben, werden Forderungen nach Ausfuhrbeschränkungen schnell laut.

Eine solche Entscheidung lässt sich jedoch nicht über Nacht umsetzen. Bestehende Exportgenehmigungen und Verträge sind rechtlich bindend. Der Markt reagiert schneller als die Politik: Steigen die Gaspreise in den USA, wird auch das Gas teurer, das Exporteure als Rohstoff einkaufen. Das kann wiederum den Preis für US-LNG im Ausland erhöhen.

Für einen solchen Eingriff gibt es einen Präzedenzfall. Im Januar 2024 setzte das Weiße Haus die Prüfung neuer Anträge auf LNG-Exportgenehmigungen in Länder ohne Freihandelsabkommen mit den USA aus. Bestehende Exporte waren davon nicht betroffen.

Die Pause wurde 2025 aufgehoben. Der Fall zeigt jedoch, dass die LNG-Exportpolitik auch in den USA politisch gesteuert werden kann.

Für Europa ist die Schlussfolgerung klar: US-LNG erweitert die Auswahlmöglichkeiten, garantiert aber nicht, dass zusätzliche Mengen genau dann verfügbar sind, wenn sie gebraucht werden. Steigt die Nachfrage in Asien gleichzeitig mit der in Europa, können die Preise schneller steigen, als die USA ihre Exporte ausweiten können.

7. Asien und Europa: Wer bekommt die nächste LNG-Ladung?

Europa konkurriert um verfügbare LNG-Ladungen vor allem mit Asien. Letztlich erhält die Ladung in der Regel der Käufer, der nach Abzug der Transportkosten am meisten bietet. Die wichtigsten Preisreferenzen sind der europäische TTF und der asiatische JKM. Selbst ein sehr hoher Preis garantiert keine zusätzlichen Mengen: Auf dem Weltmarkt kann schlicht kein ungebundenes Gas mehr verfügbar sein.

Der Wettbewerb verschärfte sich bereits im Oktober. Nach Schätzungen von Kpler, die Reuters am 22. Oktober zitierte, könnten die LNG-Importe Asiens im Oktober 23,31 Millionen Tonnen erreichen, den höchsten Monatswert seit drei Monaten. In der Woche bis zum 16. Oktober stieg der JKM-Spotpreis für Nordostasien auf 29,30 US-Dollar je Million britischer Wärmeeinheiten. Damit lag er fast dreimal so hoch wie Ende Februar. Die Käufer zogen sich trotz der hohen Preise nicht vom Markt zurück.

China verfügt über eigene Förderung, Pipelinegas aus Russland und Zentralasien, Speicher und die Möglichkeit, auf Kohle umzusteigen. 2025 lieferte Gazprom 38,8 Milliarden Kubikmeter Gas über die Pipeline Power of Siberia nach China. Diese Pipeline-Lieferungen verringern Pekings Abhängigkeit vom globalen LNG-Markt. Bei hohen LNG-Preisen kann China seine Spotkäufe reduzieren und sogar einen Teil seiner vertraglich gesicherten Ladungen weiterverkaufen. So geschah es 2022, als einige ursprünglich für China bestimmte Ladungen nach Europa umgeleitet wurden. In einem kalten Winter ändert sich die Rechnung: Dann braucht China das zusätzliche Gas selbst. Kpler erwartete, dass Chinas LNG-Importe im Oktober 2026 auf 5,47 Millionen Tonnen steigen würden, nach 5,20 Millionen Tonnen im September.

Japan und Südkorea sind stärker als die meisten anderen Volkswirtschaften auf LNG-Importe per Schiff angewiesen. Ein großer Teil ihrer Versorgung ist durch langfristige Verträge gesichert. Japan bezieht beispielsweise weiterhin russisches LNG aus dem Projekt Sachalin-2. 2025 entfielen 58 Prozent der Lieferungen des Projekts auf japanische Abnehmer. Bei mildem Wetter und gut gefüllten Lagern ist der Bedarf an zusätzlichen Käufen gering: Japans LNG-Importe sollten im Oktober auf 4,47 Millionen Tonnen sinken, während die Bestände der Energieunternehmen über dem Vorjahresniveau lagen. 2022 halfen beide Länder Europa, zusätzliche Ladungen zu sichern. Bei einer starken Kältewelle würden sie diese Mengen jedoch selbst benötigen.

Indien und Südostasien reagieren empfindlicher auf hohe Preise. Wird LNG teuer, reduzieren einige Abnehmer ihre Importe, wechseln zu anderen Brennstoffen oder drosseln die Produktion. Dadurch können LNG-Ladungen für Europa frei werden, allerdings zu

hohen Kosten. Sinkt der Preis, kehren indische und südostasiatische Käufer an den Markt zurück und konkurrieren erneut um die Lieferungen.

Die Nachfrage in Asien hängt vor allem vom Wetter, den Gasvorräten und der Verfügbarkeit alternativer Brennstoffe ab. In einem milden Winter kann Asien LNG-Ladungen für Europa freigeben. In einem kalten Winter verschärft sich der Wettbewerb, und die Preise steigen.

Ein hoher Preis allein bedeutet noch keine physische Knappheit. Zunächst werden jene Käufer aus dem Markt gedrängt, die auf andere Brennstoffe ausweichen oder ihren Verbrauch senken können. Treffen jedoch strenge Kälte und Lieferausfälle zusammen, reichen selbst Rekordpreise womöglich nicht aus, um zusätzliche LNG-Ladungen für Europa zu sichern, besonders dann, wenn auch die Seewege beeinträchtigt sind.

8. Die Straße von Hormus: Wie ein Engpass anderswo Europa trifft

Eine 2025 veröffentlichte Analyse der HSE-Universität ging davon aus, dass neue LNG-Kapazitäten in Nordamerika und im Nahen Osten dazu beitragen würden, Spitzen der europäischen Nachfrage abzufangen. Die Krise im Persischen Golf 2026 hat die Ausgangslage jedoch verändert.

Vor dem Konflikt im Nahen Osten lief fast ein Fünftel des weltweiten LNG-Handels auf dem Seeweg durch die Straße von Hormus, vor allem mit Lieferungen aus Katar. Der größte Teil dieser Mengen ging nach Asien, doch auch Europa bekam die Folgen zu spüren. Als die üblichen Lieferungen ausblieben, konkurrierten asiatische Käufer verstärkt um US-LNG, auf das auch die EU angewiesen ist.

Bis Oktober 2026 hatte der Schiffsverkehr durch die Meerenge teilweise wieder eingesetzt, lag aber weiterhin deutlich unter dem Vorkrisenniveau. Katar verlängerte Lieferbeschränkungen, die einige europäische und asiatische Kunden betrafen. Die weltweiten Gaspreise stiegen, während andere Produzenten nur begrenzt in der Lage waren, die fehlenden Mengen zu ersetzen.

Die EU-Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) schätzte das Risiko im Mai ein. Ihrer Analyse zufolge läge das weltweite LNG-Angebot um 27 Milliarden Kubikmeter unter dem Niveau von 2025, wenn der LNG-Transit durch die Straße von Hormus im gesamten Jahr 2026 vollständig zum Erliegen käme. Das ist keine Prognose der tatsächlich ausgefallenen Mengen, sondern eine Schätzung, wie stark eine anhaltende Krise das Angebot verringern könnte.

Die Störungen in der Straße von Hormus haben den Wettbewerb zwischen Europa und Asien um LNG bereits verschärft. Doch nicht nur die Geopolitik prägt den globalen Gasmarkt. In diesem Winter könnte das Wetter gleichzeitig Gasbedarf, Stromerzeugung und Schifffahrt auf mehreren Kontinenten beeinflussen.

9. El Niño: Wie das Wetter auf drei Kontinenten den Gasmarkt beeinflusst

Im Winter 2026/2027 könnte eines der stärksten El-Niño-Ereignisse seit Beginn der Aufzeichnungen auftreten. In ihrer Einschätzung vom 8. Oktober bezifferte die US-

amerikanische Wetter- und Ozeanografiebehörde NOAA die Wahrscheinlichkeit, dass die El-Niño-Phase von Januar bis März stark oder sehr stark ausgeprägt bleibt, auf mehr als 83 Prozent. Die Erwärmung des äquatorialen Pazifiks verändert Luftdruck, Zirkulationsmuster und Jetstreams. Über planetare Rossby-Wellen können sich diese Veränderungen über Tausende Kilometer ausbreiten und Nordamerika, den Atlantik, die Arktis und Eurasien beeinflussen.

Für das Energiesystem kommt es nicht nur auf die saisonale Durchschnittstemperatur an, sondern auch darauf, in welcher Reihenfolge Wetterextreme auftreten. Auf eine längere Tauwetterphase kann ein abrupter Kälteeinbruch folgen; an die Stelle der üblichen Westströmung kann ein blockierendes Hochdruckgebiet treten. Solche Verschiebungen beeinflussen Gasbedarf, Wind- und Wasserkraftproduktion, Brennstoffförderung und Schifffahrt.

Der Polarwirbel: eine Verbindung zwischen Arktis und China. Der stratosphärische Polarwirbel spielt dabei eine wichtige Rolle. Atmosphärische Wellen können ihn schwächen oder verlagern und so die Zirkulation über Eurasien verändern. Im September 2026 veröffentlichten chinesische Klimaforscher in der Fachzeitschrift Atmospheric Research eine Studie auf Basis von Daten aus den Jahren 1961 bis 2021. Sie fanden einen Zusammenhang zwischen einer Verlagerung des Wirbels in den asiatischen Sektor und unterdurchschnittlichen Wintertemperaturen in weiten Teilen Chinas, vor allem im Zentrum und Osten des Landes. Als weitere Einflussfaktoren nennt die Studie die Nordatlantische Oszillation und die Wellenaktivität über Eurasien. Daraus folgt nicht, dass sich der Wirbel in diesem Winter zwangsläufig nach China verlagert. Ein starkes El-Niño-Ereignis kann atmosphärische Störungen verstärken; die Westwindphase der quasi-zweijährigen Schwingung (QBO) begünstigt laut der Oktober-Einschätzung der NOAA dagegen im Allgemeinen einen stabileren Polarwirbel. Im Blick behalten sollte man daher vor allem Position und Stärke des Wirbels, das Sibirische Hoch und die Entwicklung blockierender Hochdruckgebiete. Diese Muster könnten die Voraussetzungen für kräftige Kaltluftvorstöße nach Asien schaffen.

Nordostasien: kurze Kälte, stark steigender Bedarf. Der Winter 2023/2024 ist ein aufschlussreiches Beispiel. Während eines starken El Niño wurde Ostchina mehrfach von Kaltluftvorstößen erfasst; im Februar 2024 kam es zu Schnee und gefrierendem Regen. Forschende brachten diese Ereignisse mit Veränderungen des Jetstreams über dem Nordatlantik, Rossby-Wellen und einem stärkeren Sibirischen Hoch in Verbindung. Schon wenige Wochen mit strenger Kälte können die Preise am globalen LNG-Markt nach oben treiben. Trifft eine Kältewelle China, Japan und Südkorea gleichzeitig, steigt der Gasbedarf stark an, und für Europa bleiben weniger LNG-Ladungen übrig.

Europa: zwischen Wind und Hochdruck. Saisonprognosen lassen für Nordwesteuropa zu Beginn des Winters milderes und windreicheres Wetter erwarten. Das würde den Heizbedarf senken und könnte die Windstromerzeugung erhöhen. Unter dem Einfluss von El Niño kann sich die atmosphärische Zirkulation im Januar oder Februar jedoch verändern. Blockierende Hochdruckgebiete können Kälte und längere Windflauten bringen. In einer

solchen Dunkelflaute sinken Wind- und Solarstromerzeugung gleichzeitig. Die fehlende Leistung müsste ausgeglichen werden, möglicherweise durch einen verstärkten Einsatz von Gaskraftwerken. Auch der Zeitpunkt ist entscheidend: Solche Bedingungen könnten erst gegen Ende des Winters auftreten, wenn die Speicher bereits teilweise geleert sind und ihre maximale Entnahmerate zurückgeht. Jede weitere kalte Woche würde die verbleibenden Vorräte schneller aufzehren.

USA: Winterstürme und LNG-Exporte. Die NOAA-Prognose für Oktober deutet auf einen niederschlagsreicheren und stürmischeren Winter im Süden der USA hin. An der Golfküste konzentrieren sich Gasförderung, Pipelineinfrastruktur und LNG-Exportterminals. Eisregen, Vereisung und Stromausfälle könnten den Betrieb vorübergehend beeinträchtigen. Einige Klimamodelle sehen zudem eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für kältere Bedingungen im Südosten der USA von Januar bis April. Die offizielle NOAA-Prognose ist allerdings vorsichtiger und sagt keine konkreten Kälteperioden voraus. Auf einem angespannten Weltmarkt kann selbst ein kurzer Ausfall amerikanischer Exporte in der zweiten Winterhälfte ins Gewicht fallen.

Wasser und Logistik: vom Panamakanal bis Südostasien. El Niño wirkt sich bereits auf die Schifffahrt aus. Wegen der geringen Niederschläge reduzierte die Panamakanalbehörde die Zahl der täglich verfügbaren Transit-Slots im September 2026 zunächst von 38 auf 34 und anschließend auf 32. Für LNG-Tanker auf dem Weg von den USA nach Asien bedeutet das Wartezeiten, Verzögerungen und möglicherweise längere Routen. Die Schiffe sind länger unterwegs, die Transportkosten steigen, und es stehen weniger Tanker zur Verfügung. Geringere Niederschläge in Südostasien könnten zudem die Wasserkraftproduktion verringern und den Bedarf an Gas und Kohle erhöhen, was die LNG-Nachfrage zusätzlich antreibt. Auch in Südeuropa hängt die Wasserkraft stark von Niederschlägen und Wasserreserven ab, wenngleich El Niño das dortige Wetter weniger direkt beeinflusst.

Auch ein sehr starker El Niño führt 2026 nicht zwangsläufig zu einer Energiekrise. Wärmeres Wetter im Norden der USA und in Ostasien könnte den Gasverbrauch senken; ein milder, windreicher Winter in Europa würde das Energiesystem zusätzlich entlasten.

Das Risiko liegt weniger in saisonalen Durchschnittswerten als in Extremereignissen. Selbst in einem insgesamt milden Winter können mehrere Wetteranomalien gleichzeitig auftreten. Zwei Wochen strenger Kälte in Asien, eine längere Windflaute in Europa und Störungen der US-Exporte könnten die LNG-Nachfrage genau dann erhöhen, wenn das Angebot knapper wird. Besonders kritisch ist diese Kombination, wenn Lieferketten, Ausspeicherleistung und verfügbare Schifffahrtsrouten bereits stark ausgelastet sind.

10. Eine Reserve, viele Risiken

El Niño kann mehrere Bereiche des globalen Energiesystems zugleich beeinflussen, doch das Wetter ist nur einer von mehreren Risikofaktoren. Analysten, Energieunternehmen und Regulierungsbehörden kennen die meisten dieser Gefahren; dafür gibt es Verfahren,

Reserven und Notfallpläne. Problematisch wird es, wenn mehrere Ereignisse gleichzeitig eintreten.

Dunkelflaute. Hält eine Phase mit wenig Wind und Sonne länger an, müssen die Stromsysteme auf Reservekraftwerke zurückgreifen, Strom importieren oder den Verbrauch senken. Müssen Gaskraftwerke die Lücke schließen, steigt der Gasbedarf.

Weniger Wasserkraft. Dürre und niedrige Wasserstände in Stauseen begrenzen die Wasserkrafterzeugung in Italien, Spanien und anderen Ländern. Die fehlende Leistung muss durch andere Quellen ersetzt werden, darunter Gaskraftwerke.

Ausfall norwegischer Lieferungen. Norwegen ist weiterhin der größte Gaslieferant der EU. Ein längerer Ausfall an einem wichtigen Förder- oder Transportknotenpunkt würde die Pipeline-Lieferungen verringern und den Bedarf an LNG sowie an Entnahmen aus den Speichern erhöhen.

Ausfälle französischer Kernkraftwerke. Fallen Reaktoren ungeplant aus oder überschneiden sich Wartungsarbeiten mit einer Kältewelle, könnte Frankreich seine Stromexporte zurückfahren müssen. Nachbarländer müssten die fehlenden Mengen ersetzen, unter anderem durch Gaskraftwerke.

Schäden an der Infrastruktur. Unfälle, Cyberangriffe oder Sabotage könnten Pipelines, Verdichterstationen, LNG-Terminals oder grenzüberschreitende Stromleitungen lahmlegen. Die Folgen hängen davon ab, welche Anlage betroffen ist und wie lange die Reparatur dauert.

Weniger LNG auf dem Weltmarkt. Störungen an der Straße von Hormus, Ausfälle von Exportanlagen und eine höhere Nachfrage in Asien würden die Zahl verfügbarer LNG-Ladungen verringern. Europa müsste höhere Preise zahlen und seine Speicher schneller leeren.

Staatliche Krisenmaßnahmen. Eingefrorene Endkundentarife, Preisobergrenzen, Subventionen und behördliche Rationierung können Verbraucher schützen. Zugleich können sie die öffentlichen Ausgaben erhöhen und den Anreiz für Lieferanten schwächen, zusätzliche Mengen anzubieten, wenn Großhandelspreise strikt gedeckelt werden. Entscheidend ist die Ausgestaltung: Staatliche Ausgleichszahlungen und strenge Preisobergrenzen wirken sich unterschiedlich auf den Markt aus.

Das europäische Energiesystem kann jedes dieser Risiken zumindest teilweise auffangen, solange sie einzeln auftreten. Was aber geschieht, wenn mehrere gleichzeitig zuschlagen?

Stellen Sie sich einen Betrieb mit einem eingearbeiteten Springer vor. Meldet sich ein Mitarbeiter krank, springt der Springer ein und die Fertigung läuft weiter. Fallen jedoch drei Beschäftigte gleichzeitig aus, kann eine Person nicht alle drei Arbeitsplätze übernehmen. Es gibt eine Reserve, aber sie kann nicht jeden Ausfall zugleich abfangen.

Für die Energieversorgung gilt dasselbe Prinzip. Zusätzliche Gaslieferungen, Reservekraftwerke und Speicherbestände können einzelne Störungen ausgleichen. Sinken

jedoch gleichzeitig die Temperaturen, die Windstromerzeugung und die Gasimporte, zehren alle drei Faktoren am selben begrenzten Brennstoffvorrat.

Noch problematischer ist, dass eine Störung die nächste verstärken kann. Bei wenig Wind verbrennen Gaskraftwerke mehr Brennstoff. Dadurch leeren sich die Speicher schneller, während die Nachfrage steigt. Fehlen zugleich verfügbare LNG-Ladungen, ziehen die Preise an. Teure Energie zwingt die Industrie schließlich, die Produktion zu drosseln; die Krise erfasst dann auch Arbeitsplätze, Banken und öffentliche Haushalte.

Selbst wenn sich zusätzliches Gas finden und rechtzeitig liefern lässt, bleibt die Frage: Wer bezahlt dafür? Notkäufe, Hilfen für Energieunternehmen und Unterstützung für die Industrie kosten Geld. Auch die europäischen Regierungen haben nur begrenzte finanzielle Spielräume.

11. Öffentliche Haushalte: Was kostet es, eine Krise zu bewältigen?

2022 und 2023 gaben europäische Regierungen enorme Summen aus, um Haushalte und Unternehmen vor explodierenden Energiepreisen zu schützen. Doch Hilfen zu beschließen und sie zu finanzieren, sind zwei verschiedene Dinge, vor allem wenn es um Hunderte Milliarden Euro geht.

Deutschland: Das Geld ist vorhanden, aber es lässt sich nicht ohne Weiteres ausgeben

Deutschlands Staatsverschuldung ist vergleichsweise niedrig. Eurostat zufolge lag sie im zweiten Quartal 2026 bei rund 63 Prozent des BIP. Das Grundgesetz begrenzt allerdings die Kreditaufnahme des Bundes. Die Schuldenbremse beschränkt die strukturelle Nettokreditaufnahme im regulären Bundeshaushalt grundsätzlich auf 0,35 Prozent des BIP, vorbehaltlich gesetzlicher Ausnahmen.

Im März 2025 lockerte Deutschland diese Regeln: Verteidigungs- und Sicherheitsausgaben oberhalb von einem Prozent des BIP wurden von den üblichen Beschränkungen ausgenommen; außerdem wurde ein Sondervermögen von bis zu 500 Milliarden Euro für Infrastrukturinvestitionen geschaffen. Das Grundgesetz erlaubt auch zusätzliche Kredite in einem Notfall. Dafür sind jedoch ein gesonderter Beschluss des Bundestags und ein Tilgungsplan erforderlich. Deutschland verfügt also über Instrumente zur Krisenfinanzierung, doch ihr Einsatz setzt politische Einigung voraus und kostet vor allem Zeit.

Die Krise von 2022 zeigt, wie hoch die Rechnung ausfallen kann. Deutschland kündigte einen Abwehrschirm gegen hohe Gas- und Strompreise mit einem Volumen von bis zu 200 Milliarden Euro an und musste Uniper, einen der größten Gasimporteure des Landes, retten. Die 200 Milliarden Euro waren die Obergrenze des Programms, nicht die tatsächlich ausgegebene Summe.

Frankreich: Kredite sind leichter zu bekommen, aber teurer

Frankreich hat keine Schuldenbremse wie Deutschland, ist aber deutlich höher verschuldet: Ende des zweiten Quartals 2026 lag die Staatsverschuldung bei 119,1 Prozent des BIP. Das Haushaltsdefizit belief sich 2025 auf 5,1 Prozent des BIP. Zudem unterliegt Frankreich weiterhin dem EU-Verfahren bei einem übermäßigen Defizit, das den Abbau des Fehlbetrags verlangt.

Für Paris sind vor allem die Kosten neuer Kredite ein Problem. Am 21. Oktober erreichte die Rendite zehnjähriger französischer Staatsanleihen im Tagesverlauf 5 Prozent, den höchsten Stand seit 2002. Angesichts finanz- und innenpolitischer Unsicherheit verlangten Anleger höhere Zinsen.

Frankreich hat solche Maßnahmen bereits eingesetzt. Während der vorherigen Krise führte die Regierung den sogenannten *bouclier tarifaire* ein, der den Anstieg der Energiepreise für Haushalte begrenzte. Gas wurde dadurch nicht billiger; der Staat übernahm lediglich einen Teil der Kosten, die sonst die Haushalte hätten tragen müssen.

Die Regierung könnte erneut ähnliche Hilfen auflegen. Jede weitere Milliarde Euro müsste jedoch gegen die hohe Verschuldung, teure Kredite und bereits bestehende Haushaltsverpflichtungen abgewogen werden.

Unterschiedliche Zwänge, dasselbe Problem

Deutschland hat mehr finanziellen Spielraum, unterliegt aber strengeren Regeln für dessen Nutzung. Frankreich kann haushaltspolitisch freier entscheiden, ist jedoch höher verschuldet und muss für neue Kredite mehr bezahlen.

Beide Länder können einzelnen Unternehmen und Energieversorgern kurzfristig helfen. Eine umfassende Unterstützung von Haushalten und Industrie über Monate hinweg zu finanzieren, ist deutlich schwieriger, besonders wenn die hohen Preise über den Winter hinaus anhalten.

Unternehmen spüren die Folgen teurer Energie sofort und können nicht auf Regierungsbeschlüsse warten. Die Produktion lässt sich wieder hochfahren. Verlorene Aufträge zurückzugewinnen, stillgelegte Anlagen wieder in Betrieb zu nehmen und gestrichene Investitionen neu anzustoßen, ist jedoch wesentlich schwieriger.

Damit geht es nicht mehr nur darum, ob genügend Gas vorhanden ist. Die Frage lautet auch, wer dafür bezahlt, dass die Energieversorgung aufrechterhalten wird und in welcher Form: Verbraucher über ihre Rechnungen, Unternehmen durch entgangene Gewinne, der Staat durch Zuschüsse oder künftige Steuerzahler über höhere Staatsschulden.

Finanzieller Druck kann entstehen, bevor sich die Regierungen auf umfangreiche Wirtschaftshilfen verständigt haben. Ein starker Energiepreisanstieg in Verbindung mit drohender Knappheit belastet Unternehmen, Banken und Finanzmärkte unmittelbar.

12. Der finanzielle Druck beginnt, bevor es kalt wird: Wie die Finanzmärkte einen Energieschock verstärken

Ein sprunghafter Anstieg der Gaspreise kann eine Finanzkrise auslösen, noch bevor physische Knappheit entsteht. Unternehmen brauchen mehr Liquidität, um ihre Energierechnungen zu bezahlen. Banken werden bei der Kreditvergabe vorsichtiger, während Energieunternehmen für börsengehandelte Kontrakte höhere Sicherheitsleistungen hinterlegen müssen. So kann sich finanzieller Stress in der gesamten Wirtschaft ausbreiten, obwohl das Gas weiter fließt.

Unternehmenskredite

Betrachten wir eine Glasfabrik, deren Gasrechnung immer weiter steigt. Ein Glasschmelzofen lässt sich nicht einfach für einige Wochen abschalten und später wieder in Betrieb nehmen: Das Herunterfahren und Abkühlen muss sorgfältig gesteuert werden, sonst kann die Anlage Schaden nehmen. Die Fabrik produziert deshalb weiter, obwohl ihre Margen schrumpfen, und zehrt ihre Liquiditätsreserven auf, um die Energiekosten zu bezahlen.

Nach einigen Monaten reicht das Geld für die laufenden Ausgaben kaum noch, und die Fabrik bittet ihre Bank um einen zusätzlichen Kredit. Die Bank sieht eine sich verschlechternde Finanzlage: Die Gewinne sinken, die Schulden steigen, die Erholungsaussichten sind ungewiss. Kredite werden teurer, zudem verlangt die Bank zusätzliche Sicherheiten. Die Fabrik muss entscheiden, ob sie Rohstoffe einkauft, Anlagen wartet oder ihre Schulden bedient.

Die geringere Produktion trifft Zulieferer, Transportunternehmen und Kunden. Einige verlieren Aufträge, andere bekommen die benötigten Waren nicht, wieder andere müssen mit verspäteten Zahlungen rechnen. Die Bank muss höhere Rückstellungen für mögliche Kreditausfälle bilden. Das belastet ihre Erträge und kann ihre Fähigkeit einschränken, anderen Unternehmen Kredite zu gewähren.

Der Staat gerät von zwei Seiten unter Druck: Die Einnahmen sinken, während die Ausgaben steigen. Drosselt die Fabrik ihre Produktion, gehen Steuereinnahmen verloren. Zugleich können Hilfen für Unternehmen und Beschäftigte zusätzliche Ausgaben erfordern. Gerät eine größere Zahl von Fabriken in eine ähnliche Lage, schlägt die Energiekrise auf Banken und öffentliche Haushalte durch.

Und dennoch wurde keinem Haushalt die Heizung abgestellt. Die Gasversorgung läuft weiter, Kraftwerke sind in Betrieb, und die Fabriken müssen noch nicht einmal schließen. Die Wirtschaftskrise ist trotzdem bereits im Gang. Der Grund ist schlicht: Energie ist zu teuer geworden.

Margin Calls: Gewinne später, Liquidität sofort

Europäische Energieunternehmen sichern Preise für künftige Gas- und Stromlieferungen mit Terminkontrakten und anderen Derivaten ab. Das schützt sie vor plötzlichen Marktbewegungen, bringt aber ein weiteres Problem mit sich.

Bei starken Preisschwankungen kann eine Börse verlangen, dass Händler sofort zusätzliches Bargeld als Sicherheit für offene Positionen hinterlegen. Das nennt man einen *Margin Call*. Dieses Geld kann erforderlich sein, selbst wenn das Unternehmen mit dem Geschäft am Ende keinen Verlust macht. Ein möglicher Gewinn wird erst bei Abrechnung des Kontrakts realisiert; die Sicherheit muss jedoch sofort hinterlegt werden.

Im September 2022 schätzte der norwegische Energiekonzern Equinor, dass europäische Energieunternehmen zusammen rund 1,5 Billionen Euro benötigen könnten, um die Sicherheitsleistungen für ihre Handelspositionen zu hinterlegen. Das war eine Schätzung des möglichen Liquiditätsbedarfs, keine Schätzung tatsächlicher Verluste. Die Bank für Internationalen Zahlungsausgleich stellte später fest, dass die stark gestiegenen Nachschussforderungen Energieunternehmen erheblich unter Druck gesetzt hatten.

Große Energieunternehmen können möglicherweise Bankkredite oder staatliche Garantien erhalten. Steigen die Preise jedoch stark, benötigen viele Marktteilnehmer gleichzeitig zusätzliches Geld. Banken können ihre Kreditvergabe nicht unbegrenzt ausweiten, und Regierungen gehen neue Risiken ein, noch bevor die Gasversorgung überhaupt unterbrochen ist.

Warenkreditversicherung

Ein weiterer, weniger sichtbarer Übertragungsweg der Krise ist die Warenkreditversicherung. Allianz Trade, Atradius und Coface versichern Unternehmen gegen das Risiko, dass Kunden gelieferte Waren nicht bezahlen. Verschlechtert sich die finanzielle Lage einer Branche, können Versicherer ihre Deckungslimits für Kreditrisiken senken.

Für Hersteller entsteht dadurch ein zusätzliches Problem. Gas ist bereits teuer, Banken sind bei der Kreditvergabe vorsichtiger, und der Warenkreditversicherer deckt womöglich weniger Lieferungen auf Zahlungsziel ab. Lieferanten verlangen Vorkasse, Käufer müssen zusätzliche Liquidität beschaffen, und Geschäfte verzögern sich.

Wechselkurs und Staatsanleihen

Viele internationale Energielieferverträge werden in US-Dollar abgerechnet. Gibt der Euro nach, verteuert sich importiertes Gas für europäische Käufer zusätzlich. Wie stark dieser Effekt ausfällt, hängt vom Wechselkurs ab, der seinerseits von Zinsen, Anlegerverhalten und der Lage der Weltwirtschaft beeinflusst wird.

Auch der Staat muss möglicherweise höhere Zinsen zahlen. Verlangen Anleger höhere Renditen auf Staatsanleihen, können Regierungen neue Kredite nur zu ungünstigeren Bedingungen aufnehmen. Das erschwert die Finanzierung von Energiezuschüssen und Unternehmenshilfen. Höhere Staatsanleiherenditen können zudem die Kreditzinsen beeinflussen, weil sich die Finanzierungskosten von Banken und Unternehmen häufig an den Bedingungen am Staatsanleihemarkt orientieren.

Die physischen Lieferungen können störungsfrei weiterlaufen, während sich eine Finanzkrise bereits abzeichnet. Die Folgen reichen zudem über Industrie und

Finanzwirtschaft hinaus. Selbst wenn Regierungen die Gasversorgung und warme Wohnungen sichern, bleibt die Frage: Können die Verbraucher die Energie, die sie nutzen, überhaupt bezahlen?

13. Gas in der Leitung, Kälte in der Wohnung: die sozialen Kosten teurer Energie

Gas ist verfügbar – aber können die Menschen es bezahlen?

Bei einer Gasknappheit zählen Haushalte nach den Notfallregeln zu den geschützten Kunden, die vorrangig versorgt werden. Dieser Schutz vor einer Abschaltung bewahrt sie jedoch nicht vor hohen Rechnungen. Wie schnell steigende Großhandelspreise bei den Haushalten ankommen, hängt von Tarifen, Verträgen und staatlichen Ausgleichszahlungen ab.

Das Energiesystem kann technisch stabil bleiben, während manche Menschen die Heizung so weit herunterdrehen müssen, dass ihre Gesundheit gefährdet ist. In Speichern und Pipelines kann noch Gas vorhanden sein, Kraftwerke können weiterlaufen, und trotzdem kann sich nicht jeder Haushalt in Europa leisten, die Wohnung ausreichend warm zu halten.

Eurostat erfasst den Anteil der Menschen, die sich eine angemessene Beheizung ihrer Wohnung nicht leisten können. 2023 betraf dies 10,6 Prozent der EU-Bevölkerung, 2024 waren es 9,2 Prozent und 2025 noch 8,8 Prozent.

Seit der Energiekrise von 2022 hat sich die Lage allmählich verbessert. Doch 8,8 Prozent bedeuten weiterhin, dass etwa jeder elfte EU-Bürger seine Wohnung nicht ausreichend heizen konnte, weil ihm das Geld dafür fehlte.

Für einen älteren Menschen mit niedriger Rente sieht eine Energiekrise ganz anders aus als für eine Regierung oder ein Gasunternehmen. Das Gas fließt, die Heizkörper funktionieren, aber die letzte Heizkostenrechnung fällt zu hoch aus. Vielleicht muss die Person die Temperatur senken, selten genutzte Zimmer schließen und den größten Teil des Tages im wärmsten Raum verbringen.

Das Geld, das beim Heizen eingespart wird, fehlt dann für Lebensmittel und Medikamente. Kühlt die Wohnung aus, kann sich an kalten Wänden Kondenswasser bilden; Feuchtigkeit und Schimmel werden wahrscheinlicher. Für Menschen mit chronischen Erkrankungen kann diese Art des Sparens ernste Folgen haben.

Auf dem Papier kann alles gut aussehen: Die Gasversorgung wurde nicht unterbrochen, es gab keine Störfälle und der Verbrauch ist gesunken. Das bedeutet jedoch nicht zwangsläufig, dass die Energieeffizienz gestiegen ist. Es kann ebenso heißen, dass sich jemand die Temperatur nicht mehr leisten kann, die früher selbstverständlich war.

Warum kalte Wohnungen ein Gesundheitsrisiko sind

Die Weltgesundheitsorganisation (WHO) bringt niedrige Raumtemperaturen mit Bluthochdruck, Atemwegs- und Herz-Kreislauf-Erkrankungen sowie einer schlechteren psychischen Gesundheit in Verbindung. Ihre Leitlinien empfehlen in der kalten Jahreszeit

für die Allgemeinbevölkerung eine Mindesttemperatur von **18 °C** in Innenräumen. Zugleich weisen sie darauf hin, dass ältere Menschen, kleine Kinder und Menschen mit chronischen Erkrankungen möglicherweise wärmere Wohnungen benötigen.

Das Problem beschränkt sich nicht auf Kälte. Hohe Energie- und Nebenkosten zwingen Haushalte, bei Lebensmitteln, Medikamenten und anderen Grundbedürfnissen zu sparen. Besonders gefährdet sind Menschen in schlecht gedämmten Wohnungen: Sie zahlen mehr fürs Heizen, verlieren aber zugleich mehr Wärme.

Die Folgen lassen sich nur schwer messen. Die Gesundheit wird durch Alter, chronische Erkrankungen, saisonale Infektionen und viele weitere Faktoren beeinflusst. Die sozialen Kosten einer Energiekrise lassen sich daher nicht allein anhand von Krankheits- oder Sterbestatistiken beurteilen. Ebenso wichtig ist, wie viele Menschen die Heizung herunterdrehen und bei alltäglichen Ausgaben sparen müssen.

In den oberen Etagen der Ministerien wird eine Energiekrise anhand von Speicherständen, Gaspreisen und Milliardenbeträgen für staatliche Hilfen gemessen. Verantwortliche entscheiden über Tarife, Zuschüsse und darüber, wie stark die Nachfrage sinken soll. In ihren Büros wird es den ganzen Winter warm bleiben. Die Frage ist, wie kalt es in den Wohnungen jener Menschen wird, die diese Entscheidungen eigentlich schützen sollen.

Fazit: Sechzehn Jahre später stellt sich eine andere Frage

Putins Bemerkung in Berlin aus dem Jahr 2010 schien eine einfache Antwort nahezulegen: Wer eine Energiequelle ablehnt, riskiert, dass eine andere fehlt. Die Wirklichkeit im Jahr 2026 ist komplizierter. Europa hat die Versorgung aufrechterhalten, neue Terminals gebaut, Lieferströme umgeleitet und den Verbrauch gesenkt. Die Abhängigkeit von Pipeline-Routen ist zurückgegangen; dafür ist Europa stärker auf den globalen LNG-Markt, die maritime Logistik und die Fähigkeit der Lieferanten angewiesen, rasch auf Nachfrageänderungen zu reagieren.

Die nächste Energiekrise könnte weit außerhalb Europas beginnen: mit einer Kältewelle in Asien, einem Ausfall an einem US-Exportterminal oder einem Stillstand des Schiffsverkehrs im Nahen Osten. Eine längere Windflaute in Europa könnte die Lage verschärfen. Zunächst steigen die Preise, dann drosseln energieintensive Branchen ihre Produktion. Anschließend erfasst die Krise auch Banken, öffentliche Haushalte und private Haushalte.

Um die Wärmeversorgung der Haushalte zu sichern, kann der Gasverbrauch der Industrie eingeschränkt werden. Doch jeder auf diese Weise eingesparte Kubikmeter hat seinen Preis: weniger Produktion, geringere Gewinne, stillgelegte Anlagen und verschobene Investitionen. Je länger die Krise dauert, desto höher fällt dieser Preis aus.

Die zentrale Frage für den Winter 2026/2027 lautet daher nicht, ob Europa frieren wird. Entscheidend ist, wie viele Schocks das System gleichzeitig verkraften kann und welchen wirtschaftlichen und sozialen Preis Europa dafür zahlt, die Energieversorgung aufrechtzuerhalten.

Europa hat seine Abhängigkeit von russischem Pipelinegas verringert, ist aber nicht unabhängig von Energieimporten geworden. Seine Widerstandsfähigkeit hängt nun vom globalen LNG-Markt, der maritimen Logistik und der Fähigkeit der Regierungen ab, die Folgen einer Krise zu bewältigen.

Für die Menschen in Europa wird sich das Ergebnis dieser komplexen Rechnung ganz konkret zeigen: an der Temperatur in ihren Wohnungen und an der Höhe ihrer Heizkosten.

Autor: *Nikolai Tupikin, geschäftsführender Direktor der autonomen gemeinnützigen Organisation Caspian 2030, Mitglied des Journalistenverbands der GUS und Autor von mehr als 50 wissenschaftlichen Arbeiten zur angewandten Kernphysik und Nanosekundenelektronik*

Permalink: https://sng.fm/36108-eu-energy-26-27.html

Quellen und weiterführende Literatur

Die folgenden Quellen wurden für diesen Überblick herangezogen. Es handelt sich weder um eine vollständige Bibliografie noch um ein formales Literaturverzeichnis, sondern um eine Auswahl für Leserinnen und Leser, die Angaben überprüfen oder einzelne Fragen vertiefen möchten.

Eingangszitat und historischer Hintergrund

1. **RBC**, 26. November 2010. „V. Putin suggested that Germans go to Siberia for firewood“ (Originaltitel auf Russisch: «В. Путин предложил немцам съездить за дровами в Сибирь»). Belegt Ort, Datum und Inhalt der Berliner Äußerung, die als Eingangszitat verwendet wird.https://www.rbc.ru/economics/26/11/2010/5703e0c89a79473c0df176ae

2. **World Nuclear News**, 1. Dezember 2010. „Putin suggests Germans replace nuclear with firewood“. Ein unabhängiger englischsprachiger Bericht über die Äußerung im Kontext der deutschen Energiepolitik.https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Putin-suggests-Germans-replace-nuclear-with-firewo

Einleitung und Abschnitt 1. Gasspeicher, Sicherheitsreserve und Wirtschaftlichkeit der Einspeicherung

3. **Gas Infrastructure Europe (GIE)**: AGSI+ – Aggregated Gas Storage Inventory. Tägliche Angaben zu Gasvorräten, Füllständen unterirdischer Speicher und Länderindikatoren für die EU. Grundlage der Werte vom 21. Oktober 2026: EU etwa 74,6 Prozent beziehungsweise 845 TWh; Deutschland 61,1 Prozent; Frankreich rund 87 Prozent; Italien rund 90 Prozent; Niederlande rund 65 Prozent. Zur Reproduktion der Werte muss der historische Gastag 21.

Oktober 2026 ausgewählt werden, nicht die aktuelle Ansicht. Betriebsdaten können nachträglich korrigiert werden.https://agsi.gie.eu/

4. **ENTSOG**, 8. Oktober 2026. Offizielle Mitteilung zur Veröffentlichung des „Winter Supply Outlook 2026/27 with Summer 2027 Overview“. Bewertung der Belastbarkeit der europäischen Gasinfrastruktur. Die Zahl von 437 TWh bezieht sich auf ein Szenario mit kaltem Winter, begrenzter LNG-Verfügbarkeit und möglichst geringen russischen Pipeline-Lieferungen. Sie umfasst sowohl den erforderlichen Nachfragerückgang als auch potenziell ungedeckten Bedarf und ist keine Prognose eines sicheren Mangels. Auch der Speicherfüllstand von rund 11 Prozent am Ende des Winters gehört zu diesem Szenario. Ausgangsfüllstand am 1. Oktober 2026: 72 Prozent.https://www.entsog.eu/media/38034 Der vollständige ENTSOG-Ausblick ist auch hier verfügbar. Dies ist die eigentliche Berichtsdatei und nicht nur die Pressemitteilung:https://www.entsog.eu/sites/default/files/2026-10/SO0072-26_Winter%20Supply%20Outlook%202026-27.pdf.

5. **Gas Infrastructure Europe**, 9. Oktober 2026. „Europe enters winter with historically low storage levels, reinforcing the need for LNG imports and storage flexibility“. Erläutert die ENTSOG-Stressschätzungen von 237 bis 437 TWh, niedrige Speicherstände am Ende des Winters, die Bedeutung der täglichen Entnahmekapazität und das Risiko später Kältewellen.https://www.gie.eu/press/europe-enters-winter-with-historically-low-storage-levels-reinforcing-the-need-for-lng-imports-and-storage-flexibility/

6. **European Commission**. Gas storage – Gas storage rules 2025–2027. Angaben zum 90-Prozent-Ziel, zum Zeitraum für dessen Erreichen vom 1. Oktober bis 1. Dezember sowie zu geltenden Ausnahmen und Flexibilitätsregelungen.https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/gas-storage_en

7. **European Commission**, 8. Oktober 2026. „EU gas system prepared for the winter despite lower storage levels“. Offizielle Einschätzung zur Widerstandsfähigkeit des Systems, zur Rolle von LNG und zur geringeren Sicherheitsreserve.https://energy.ec.europa.eu/news/eu-gas-system-prepared-winter-despite-lower-storage-levels-2026-10-08_en

8. **Ekspert**, 7. Oktober 2026. Ekaterina Chaban, „Europe’s gas supply model has broken down“ (Originaltitel auf Russisch: «Схема обеспечения газом Европы дала сбой»); mit Kommentaren von Alexej Belogorjew, Forschungsdirektor des Instituts für Energie und Finanzen. Belegt den wirtschaftlichen Mechanismus: Der Preisabstand zwischen Sommer und Winter garantiert nicht mehr zuverlässig, dass sich Gaseinspeicherung und Lagerung rechnen.https://expert.ru/ru/tek/skhema-obespecheniya-gazom-evropy-dala-sboy

Abschnitt 2. Deutschland: Gas, Preise und Industrie

9. **Bundesnetzagentur**: Aktuelle Lage Gasversorgung. Wöchentliche Bewertung der deutschen Gasversorgung. Für den Bericht vom 13. bis 19. Oktober 2026: rund 17,4 TWh Pipelinegas, 1,6 TWh über deutsche LNG-Terminals und eine durchschnittliche Terminalauslastung von 37,2 Prozent; außerdem eine Einschätzung der Risiken für die

Versorgung. Die Seite wird regelmäßig aktualisiert. Für die Werte vom 13. bis 19. Oktober ist daher der Bericht dieser Woche maßgeblich, nicht die jeweils aktuelle Ansicht.https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/aktuelle_gasversorgung/start.html

10. **Bundesnetzagentur**: Current status of gas supply / Gas storage levels. Erläuterungen zu den deutschen Gasvorräten und den Zielwerten für den 1. Februar (in der Regel 30 Prozent, bei einzelnen Anlagen gelten abweichende Vorgaben).https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/SecurityOfSupply/GasSupply/start.html

11. **Investing.com**, 20. Oktober 2026 (ICE-Daten). „European natural gas prices top €90 per MWh for first time since 2022". Der Bericht meldet, dass der nächstfällige TTF-Future im Tagesverlauf über 90 Euro/MWh stieg. Das bedeutet nicht zwingend, dass er auch über diesem Wert schloss.https://www.investing.com/news/commodities-news/european-natural-gas-prices-top-90-per-mwh-for-first-time-since-2022-93CH-4959837

12. **Yara International**, 22. Oktober 2026. „Yara reports solid 3Q amid market volatility". Das bereinigte EBITDA lag im dritten Quartal 2026 bei 675 Millionen US-Dollar gegenüber 804 Millionen US-Dollar im Vorjahresquartal. Die Mitteilung beschreibt die Auswirkungen hoher Gaspreise und Anpassungen der europäischen Produktion.https://www.yara.com/corporate-releases/yara-reports-solid-3q-amid-market-volatility/

13. **Yara International**: Third-quarter results 2026. Einstiegsseite zum vollständigen Quartalsbericht und zur Präsentation einschließlich regionaler Betriebskennzahlen.https://www.yara.com/investor-relations/latest-quarterly-report/

Abschnitt 3. Französische Kernenergie

14. **International Atomic Energy Agency (IAEA)**: Country Nuclear Power Profiles: France. Angaben zu 57 in Betrieb befindlichen Reaktoren, einer Gesamtleistung von rund 63 GW und einem Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung von etwa 68 Prozent im Jahr 2025.https://cnpp.iaea.org/public/countries/FR/profile/highlights

15. **EDF**, 18. Dezember 2025. „Estimated nuclear generation in France". Prognose der jährlichen Stromerzeugung französischer Kernkraftwerke von 350 bis 370 TWh in den Jahren 2026 und 2027 sowie Angaben zu den Auswirkungen des Wartungsprogramms.https://www.edf.fr/en/the-edf-group/dedicated-sections/journalists/all-press-releases/estimated-nuclear-generation-in-france

16. **World Nuclear Association**, aktualisiert am 16. Oktober 2026. „France – World Nuclear Outlook Report". Weitere Angaben zum französischen Kernkraftwerkspark, zu seiner Zuverlässigkeit und zu Einschränkungen der Stromerzeugung aufgrund niedriger Flusspegel und hoher Wassertemperaturen im Jahr 2026.https://world-nuclear.org/our-association/publications/world-nuclear-outlook-report/france---world-nuclear-outlook-report

17. **Rosatom State Corporation**, öffentliche Berichterstattung der Stromsparte für 2025. Russische Kernkraftwerke erzeugten 218,349 Milliarden kWh (rund 218,3 TWh). In Abschnitt 3 wird dieser Wert mit der EDF-Prognose für die französische Kernenergie verglichen. Die Angaben beziehen sich auf Rosenergoatom und nicht auf die gemeinsame Stromproduktion aller ausländischen Kernkraftwerke, an denen Rosatom beteiligt ist.https://www.report.rosatom.ru/rea

Abschnitte 4–5. Nationale Märkte, Gastransport und Gazprom

18. **ENTSOG** – European Gas Flow dashboard. Daten zu grenzüberschreitenden Gasflüssen, Transportkorridoren und zur europäischen Gasinfrastruktur. Die Übersicht verdeutlicht auch den Unterschied zwischen einer insgesamt verfügbaren Gasmenge und der Möglichkeit, sie über eine bestimmte Route zu transportieren.https://gasdashboard.entsog.eu/

19. **UK Parliament** / Department for Energy Security and Net Zero, Antwort vom 14. Juli 2026. Schriftliche Anfrage Nr. 16797. Die britische Gasspeicherkapazität beträgt 1,7 Milliarden Kubikmeter, entsprechend etwa sieben Tagen durchschnittlichen Winterbedarfs.https://questions-statements.parliament.uk/written-questions/detail/2026-07-07/16797

20. **Gas Infrastructure Europe** – Storage Database (Ausgabe 2026). Technische Daten einzelner unterirdischer Gasspeicher, darunter Arbeitsgasvolumen sowie geplante Einspeicher- und Entnahmeraten.https://www.gie.eu/transparency/databases/storage-database/

21. **Reuters**, 30. Dezember 2025. „Russia's pipeline gas exports to Europe fall by 44% to the lowest in decades“. Berechnungen auf Grundlage europäischer Transportdaten: Gazprom lieferte 2021 rund 148,4 Milliarden Kubikmeter nach Europa, ohne die Türkei; 2025 waren es rund 18,0 Milliarden Kubikmeter. TurkStream blieb die einzige Route für Lieferungen nach Europa.https://www.reuters.com/business/energy/russias-pipeline-gas-exports-europe-fall-by-44-lowest-decades-2025-12-30/

Abschnitte 6–8. USA, russisches LNG, Asien, Hormus und der globale LNG-Markt

22. **US Energy Information Administration**, 1. September 2026. „U.S. LNG exports rose 23% in the first half of 2026 because of higher capacity“. Die US-LNG-Exporte beliefen sich im ersten Halbjahr 2026 auf durchschnittlich 17,4 Milliarden Kubikfuß pro Tag. Für das zweite Halbjahr werden 17,3 Milliarden und für das erste Halbjahr 2027 18,7 Milliarden Kubikfuß pro Tag prognostiziert. Die Werte wurden für den Überblick in Millionen Kubikmeter pro Tag umgerechnet.https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=68064

23. **US Department of Energy**, 20. Januar 2025. „U.S. Department of Energy Reverses Biden LNG Pause“. Dokumentiert das Ende der 2024 eingeführten Verwaltungspause bei der Prüfung neuer Anträge auf LNG-Exportgenehmigungen.https://www.energy.gov/articles/us-department-energy-reverses-biden-lng-pause-restores-trump-energy-dominance-agenda

24. **Reuters**, 22. Oktober 2026. „Asia buys more LNG despite surging prices, El Niño clouds outlook“. Schätzungen von Kpler zufolge sollten die LNG-Importe Asiens im Oktober 2026 23,31 Millionen Tonnen erreichen, darunter 5,47 Millionen Tonnen für China und 4,47 Millionen Tonnen für Japan. Der Beitrag behandelt außerdem die asiatischen Preise und den Wettbewerb um LNG-Ladungen.https://www.reuters.com/commentary/reuters-open-interest/asia-buys-more-lng-despite-surging-prices-el-nino-clouds-outlook-2026-10-22/

25. **ACER**, 2026. „Analysis of the European LNG market developments“. In einem Szenario, in dem der LNG-Transit durch die Straße von Hormus während des gesamten Jahres 2026 vollständig ausfällt, schätzte ACER das globale LNG-Angebot auf 27 Milliarden Kubikmeter unter dem Niveau von 2025. Das bedeutet weder einen Rückgang um 27 Milliarden Kubikmeter gegenüber einem Szenario mit offener Meerenge noch einen Verlust dieser Menge allein für Europa.https://acer.europa.eu/monitoring/MMR/LNG_market_developments_2026

26. **Regulation (EU) 2026/261** vom 26. Januar 2026 (Amtsblatt der EU vom 2. Februar 2026). Regelung zum schrittweisen Ausstieg aus russischen Erdgasimporten. Ab dem 1. Januar 2027 endet die Übergangsfrist für Importe russischen LNG auf Grundlage langfristiger Verträge, die vor dem festgelegten Stichtag abgeschlossen wurden. Für andere Vertragsarten gelten andere Fristen. Bei einer Gefährdung der Versorgungssicherheit erlaubt die Verordnung eine begrenzte vorübergehende Aussetzung des Verbots.https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/LSU/?uri=CELEX:32026R0261Volltext:https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32026R0261

27. **Council of the European Union**, 26. Januar 2026. „Russian gas imports: Council gives final green light to a stepwise ban“. Offizielle Zusammenfassung des Zeitplans: LNG-Importe werden ab Anfang 2027 schrittweise beendet, Pipelinegasimporte zu einem späteren Zeitpunkt.https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2026/01/26/russian-gas-imports-council-gives-final-greenlight-to-a-stepwise-ban/

28. **Institute of Energy and Finance (IEF)**, 21. Oktober 2026. „Constrained gas: where will Russian LNG go after the ban on supplies to Europe?“ (Originaltitel auf Russisch: «Скованный газ: куда пойдёт российский СПГ после запрета на поставки в Европу»). Ein Kommentar von Alexej Belogorjew für Forbes, der auf der Website des Instituts für Energie und Finanzen wiederveröffentlicht wurde. Schätzung: Im dritten Quartal 2026 entfielen 10,4 Prozent der EU-LNG-Importe auf russische Lieferungen, gegenüber 10,0 Prozent im Vorjahreszeitraum. Es handelt sich um eine Experteneinschätzung, nicht um einen Eurostat-Bericht.https://fief.ru/media/news/skovannyy-gaz-kuda-poydet-rossiyskiy-spg-posle-zapreta-na-postavki-v-evropu/

29. **Reuters**, 13. Juli 2026. „EU imports record LNG volumes from Russia's biggest plant“. Im ersten Halbjahr 2026 erhielt die EU in 136 Ladungen 9,97 Millionen Tonnen LNG aus dem Projekt Yamal LNG. Dies unterstreicht die Bedeutung des Projekts für die europäische Versorgung; die Zahl von 9,97 Millionen Tonnen wird im Haupttext nicht

verwendet.https://www.reuters.com/business/energy/eu-imports-record-lng-volumes-russias-biggest-plant-2026-07-13/

30. **Reuters**, 25. Dezember 2025. „Russia's Gazprom supplied 38 bcm of gas to China via Power of Siberia pipeline in 2025“. Gazproms tatsächliche Gasexporte nach China über die Pipeline Power of Siberia beliefen sich 2025 auf 38,8 Milliarden Kubikmeter; später wurde der genauere Wert von 38,84 Milliarden Kubikmetern veröffentlicht.https://www.reuters.com/business/energy/russias-gazprom-supplied-38-bcm-gas-china-via-power-siberia-pipeline-2025-2025-12-25/

31. **Reuters**, 21. April 2026, auf Grundlage des Jahresberichts von Sakhalin Energy. 2025 entfielen 58 Prozent der LNG-Lieferungen aus dem Projekt Sachalin-2 auf japanische Abnehmer und 23,9 Prozent auf China; die Gesamtausfuhren beliefen sich auf rund 10,3 Millionen Tonnen. Russische Zweitveröffentlichung:https://lenta.profinansy.ru/news/9253341

32. **HSE University**, Fakultät für Weltwirtschaft und internationale Angelegenheiten. „Global Business Monitor: Sectoral and Regional Trends. 2025 Annual Edition“, Abschnitt „Oil and Gas“, S. 2. Die Autoren erwarteten erhebliche neue LNG-Kapazitäten in Nordamerika und gegen Ende 2026 auch im Nahen Osten. Diese sollten Nachfragespitzen in Europa abfedern. Die Analyse entstand vor der Krise im Nahen Osten.https://www.hse.ru/mirror/pubs/share/1134660873.pdfPublikationsseite:https://wec.hse.ru/gbm/2025annual/

Abschnitt 9. El Niño, Polarwirbel und wetterbedingte Engpässe in der Logistik

33. **NOAA Climate Prediction Center**, 8. Oktober 2026. „ENSO Diagnostic Discussion“. Offizielle Einschätzung eines starken oder sehr starken El Niño und einer Wahrscheinlichkeit von mehr als 83 Prozent für Januar bis März 2027; beschreibt den beobachteten ENSO-Zustand. Es handelt sich um eine probabilistische Saisonprognose, nicht um die Vorhersage einer konkreten Kältewelle oder einer bestimmten Dunkelflaute.https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/enso_advisory/ensodisc.shtml

34. **NOAA**, 15. Oktober 2026. „El Niño looms large over U.S. Winter Outlook“. Die offizielle US-Winterprognose sieht eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für wärmeres Wetter im Norden und feuchtere Bedingungen im Süden. Sie ist für die Einschätzung von Sturmrisiken relevant, belegt aber nicht, dass Exportterminals zwangsläufig ausfallen werden.https://www.noaa.gov/news-release/el-nino-looms-large-over-us-winter-outlook

35. **Ke Ma, Quanliang Chen, Xin Zhou, Yingying Zhong**, 4. September 2026. „The influence of stratospheric polar vortex shifts on winter temperatures in China: Role of the North Atlantic Oscillation“. Atmospheric Research, Artikel 109313; DOI: 10.1016/j.atmosres.2026.109313. Die Studie untersucht den statistischen Zusammenhang zwischen einer Verlagerung des stratosphärischen Polarwirbels in den asiatischen Sektor, winterlichen Temperaturanomalien in China und dem Einfluss atmosphärischer Wellen.

Sie sagt nicht voraus, dass diese Konstellation im Winter 2026/2027 zwangsläufig eintreten wird.https://doi.org/10.1016/j.atmosres.2026.109313

36. **Panama Canal Authority**, August 2026. „Panama Canal Adopts Additional Measures to Address Reduced Precipitation in the Canal Watershed“. Mitteilung über Begrenzungen der täglichen Durchfahrtsplätze aufgrund unzureichender Niederschläge.https://pancanal.com/en/panama-canal-adopts-additional-measures-to-address-reduced-precipitation-in-the-canal-watershed/

37. **ICIS**, 21. August 2026. „Panama Canal cutting daily transit slots in September amid strengthening El Niño“. Die in Abschnitt 9 genannten Zahlen: Die zulässige Zahl der täglichen Durchfahrten wurde zunächst von 38 auf 34 und anschließend auf 32 reduziert.https://www.icis.com/explore/resources/news/2026/08/21/11230088/panama-canal-cutting-daily-transit-slots-in-september-amid-strengthening-el-nino/

38. **Ma Y. et al.**, 22. November 2025. „Severe 2023/2024 Winter Subseasonal Weather Extremes Over Eastern China: Two Pathways of ENSO Impacts“. Geophysical Research Letters, DOI 10.1029/2025GL119268. Wissenschaftliche Grundlage für das Beispiel mit Rossby-Wellenzügen aus dem Nordatlantik, einem stärkeren Sibirischen Hoch, Kälte und gefrierendem Regen in Ostchina. Die Ergebnisse beschreiben den Winter 2023/2024 und sind keine Prognose für den Winter 2026/2027.https://doi.org/10.1029/2025GL119268

39. **NOAA Climate Prediction Center**, 15. Oktober 2026. „Prognostic Discussion for Long-Lead Seasonal Outlooks“. Offizielle Einschätzung der Temperatur- und Niederschlagsanomalien für den Winter 2026/2027 als Ergänzung zur allgemeinen NOAA-Prognose.https://www.cpc.ncep.noaa.gov/products/predictions/90day/fxus05.html

Abschnitt 11. Öffentliche Haushalte in Deutschland und Frankreich

40. **Eurostat**, 21. Oktober 2026. „Government debt at 88.8% of GDP in euro area – second quarter of 2026“. Ende des zweiten Quartals 2026 lag die Staatsverschuldung Frankreichs bei 119,1 Prozent des BIP und die Deutschlands bei 63,4 Prozent (im Haupttext gerundet auf „rund 63 Prozent“).https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-euro-indicators/w/2-21102026-bp

41. **Deutscher Bundestag**, 18. März 2025. „Mehrheit für Reform der Schuldenbremse“ [Majority backs reform of the debt brake]. Änderungen an der deutschen Schuldenbremse, die Ausnahme bestimmter Verteidigungsausgaben und ein Sondervermögen für Infrastruktur von bis zu 500 Milliarden Euro.https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2025/kw12-de-sondersitzung-1056916

42. **Deutscher Bundestag**, 21. Oktober 2022. „200 Milliarden Euro Abwehrschirm gegen gestiegene Gas- und Strompreise beschlossen“ [€200 billion protective shield against rising gas and electricity prices approved]. Historischer Hintergrund zum Stabilisierungsmechanismus mit einer Obergrenze von bis zu 200 Milliarden Euro. Diese Obergrenze ist nicht mit den tatsächlichen Ausgaben

gleichzusetzen.https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2022/kw42-de-stabilisierungsfond-915612

43. **German Federal Ministry of Finance**, 22. Dezember 2022. „Einstieg des Bundes bei Energieversorger Uniper SE vollzogen“ [The federal government’s investment in energy supplier Uniper SE completed]. Bestätigt die finanzielle Stabilisierung von Uniper und die Rolle des staatlichen Wirtschaftsstabilisierungsfonds (WSF).https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Pressemitteilungen/Finanzpolitik/2022/12/2022-12-22-einstieg-bund-bei-uniper-vollzogen.html

44. **INSEE**, 27. März 2026. „In 2025, the public deficit stands at 5.1% of GDP“. Das gesamtstaatliche Defizit Frankreichs lag 2025 bei 5,1 Prozent des BIP.https://www.insee.fr/en/statistiques/8961174

45. **Reuters**, 21. Oktober 2026. „French 10-year bond yields hit 5%, highest since 2002“. Die Rendite französischer zehnjähriger Staatsanleihen erreichte im Handelsverlauf 5 Prozent.https://www.reuters.com/world/europe/french-10-year-bond-yields-hit-5-highest-since-2002-2026-10-21/Wiederveröffentlichung des Reuters-Berichts:https://ca.investing.com/news/economy-news/french-10year-bond-yields-hit-5-highest-since-2002-4892758

Abschnitt 12. Eine Finanzkrise ohne physische Knappheit

46. **Reuters / Euronews**, 6. September 2022. „Europe power firms need 1.5 trillion euros in margin calls, Equinor says“. Equinor schätzte öffentlich, dass Energieunternehmen rund 1,5 Billionen Euro an möglichen Sicherheitsleistungen für Handelspositionen benötigen könnten. Dabei handelte es sich nicht um eine Schätzung tatsächlicher Verluste der Energieunternehmen.https://www.euronews.com/2022/09/06/ukraine-crisis-gas-equinor

47. **Bank for International Settlements**, 13. September 2023. „Margins and liquidity in European energy markets in 2022“, BIS Bulletin Nr. 77. Erläutert Veränderungen der Nachschussanforderungen und den daraus entstandenen Liquiditätsdruck auf Energieunternehmen.https://www.bis.org/publications/bulletin-77-margins-and-liquidity-european-energy-markets-2022

48. **Allianz Trade / Atradius / Coface**. Unternehmenswebsites, die als Hintergrundquellen zur Warenkreditversicherung und zum Ausfallrisiko bei Zahlungen dienen.https://www.allianz-trade.com/ https://group.atradius.com/https://www.coface.com/

Abschnitt 13. Energiearmut und Gesundheit

49. **European Commission / Eurostat**. Energy poverty. Anteil der EU-Bevölkerung, die sich nicht leisten kann, ihre Wohnung angemessen warm zu halten: 10,6 Prozent im Jahr 2023, 9,2 Prozent 2024 und 8,8 Prozent 2025.https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/energy-consumers-and-prosumers/energy-poverty_en

50. **Eurostat** – Tabelle `ilc_mdes01`. Unfähigkeit, die Wohnung ausreichend warm zu halten. Der primäre Datensatz für diesen Indikator.https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ilc_mdes01/default/table

51. **World Health Organization (WHO)**, 2018. „WHO Housing and health guidelines“. Empfehlungen zu angemessenen Raumtemperaturen, Gesundheitsrisiken durch Kälte und der besonderen Gefährdung älterer Menschen, von Kindern und Menschen mit chronischen Erkrankungen.https://www.who.int/publications/i/item/9789241550376

52. **WHO Housing and Health Guidelines**, Kapitel 4 – „Low indoor temperatures and insulation“. Der genaue Wortlaut des Richtwerts von 18 °C für die Allgemeinbevölkerung während der kalten Jahreszeit sowie der Hinweis, dass besonders gefährdete Gruppen höhere Temperaturen benötigen können.https://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK535294/