



Preisentwicklung

	Last Closed								
	10:04	17.11.25		delta%	delta	Open	High	Low	Date
Strom FJ Base	90,00	89,20 EUR/MWh	0,90%	0,80	⬆️	89,54	90,11	89,49	18.11.25
Strom FQ Base	100,82	99,78 EUR/MWh	1,04%	1,04	⬆️	100,45	101,18	100,45	18.11.25
Strom FM Base	102,60	101,82 EUR/MWh	0,77%	0,78	⬆️	103,50	104,09	102,17	18.11.25
Gas TTF FJ	30,60	30,34 EUR/MWh	0,86%	0,26	⬆️	30,60	30,65	30,50	18.11.25
Gas TTF FQ	31,70	31,53 EUR/MWh	0,56%	0,18	⬆️	31,60	31,81	31,58	18.11.25
Gas TTF FM	31,73	31,49 EUR/MWh	0,75%	0,24	⬆️	31,65	31,84	31,59	18.11.25
EUA Dez 25	80,22	79,82 EUR/t	0,50%	0,40	⬆️	79,91	80,35	79,52	18.11.25

Legende: FJ = Frontjahr, FQ = Frontquartal, FM = Frontmonat | Daten: ICE Data Services | Quelle: EEX / ICE Index (delayed data)



Fundamentale Markteinschätzung

Hat ein „Sudden Stratospheric Warming“ begonnen?

Am Dienstag zeigt sich das kurze Ende bei Gas und vor allem beim Strom bislang gegen 10 Uhr fester. Auch die Frontjahre notieren im Plus. An den Energiemärkten herrscht derzeit Sorge vor Kaltflauten, auch Berichte über einen starken Kälteeinbruch durch ein „Sudden Stratospheric Warming“-Event (SSW) machen erneut die Runde. Die EUAs hingegen zeigen sich leicht im Plus. Sie könnten sich den Finanzmärkten orientieren, wo vor der morgigen Veröffentlichung der Nvidia-Quartalszahlen gespannte Nervosität herrscht. Zudem deuten Berichte auf politische Eingriffe in den Markt hin, um die Anzahl der Zertifikate zu erhöhen.

Bullische Faktoren

SSW-Event im Anmarsch?

Schon in der letzten Woche hatten wir von Berichten über ein mögliches „Sudden Stratospheric Warming“-Event (SSW) geschrieben. Dieses könnte Ende November oder auch im Dezember extreme Kälte in die USA, Asien oder Teile Europas bringen. Analysten von Kpler schreiben nun, dass ein solches Event möglicherweise bereits begonnen haben könnte. Bestimmte Entwicklungen der Windgeschwindigkeiten in sehr hohen Schichten der Atmosphäre, also in 30-35 km Höhe (10 hPa mean zonal winds), deuten darauf hin.

Kurzfristig deutlich kälterer Temperaturlauf

Die neue Temperaturprognose liegt über fast den gesamten Betrachtungszeitraum deutlich unter der Vortagsrechnung und klar unter dem Klimamittel. Der markanteste Tiefpunkt bleibt am 22.11. bei 0 Grad Celsius, ehe ab dem 24.–29.11. eine graduelle Erwärmung auf 3–3,5 Grad Celsius einsetzt, allerdings weiterhin deutlich kälter als das langjährige Mittel. Die kommende Woche wurde um rund 1 Grad Celsius nach unten korrigiert, weshalb das dominante Kältesignal für die kommenden 7–10 Tage preisstützend bleibt.

Unterdurchschnittliche Temperaturen bis Jahresende

Bis Mitte November herrschten durchgehend milde Temperaturen, was in der Rückschau ein strukturell bearish geprägtes Umfeld erzeugte. Mit Beginn dieser Woche kippt das Muster jedoch abrupt, da die Modellläufe eine markante Abkühlung anzeigen und Deutschland erstmals seit Wochen wieder unter das Klimamittel fällt. Bis Ende des Jahres ist mit etwa 1–1,5 Grad Celsius unter dem langjährigen Durchschnitt zu rechnen, was eine erhöhte Heiznachfrage erzeugen würde.

EU-Gasspeicher rutschen unter 82 Prozent

Die europäischen Gasspeicher befinden sich seit mehreren Tagen in einem klaren Abwärtstrend und sind nun erstmals unter die Marke von 82 Prozent gefallen, aktuell auf 81,94 Prozent. Durch die deutlich kühleren Prognosen ist in den kommenden Wochen mit weiter steigenden Ausspeicherungen zu rechnen.

Strom-Spotauktion mit leicht höherer Baseload

Für die heutige Strom-Spotauktion zeigen die Forecasts etwas weniger Wind bei mittelmäßiger PV-Produktion. Last und Residuallast bleiben in etwa auf dem Niveau von Dienstag, sodass sich ein leicht höherer Baseload von rund 105 Euro/MWh ableiten lässt.

Unterdurchschnittlicher Wind ohne akute Knappheitssignale

Die Windprognose zeigt ein nahezu unverändertes Bild im Vergleich zum Vortag, KW 47 bleibt klar unter dem Klimaniveau und liegt in der Spitze teils 5–10 GW darunter, ohne jedoch auf ein kritisches Einspeisedefizit hinzuweisen. In KW 48 steigt die Produktion leicht an, verbleibt aber insgesamt auf einem moderaten Niveau und bewegt sich strukturell im Bereich von etwa 15–17 GW.

Arctic LNG 2 drosselt Produktion

Die sanktionierte russische LNG-Anlage Arctic LNG 2 hat zuletzt die LNG-Produktion gedrosselt. Im Oktober hatte sie Spitzenwerte von 19,5 Mio. Kubikmetern/Tag erreicht. Dieser Wert ist in der vergangenen Woche auf unter 10 Mio. Kubikmeter/Tag gefallen, da das zunehmende Eis auf dem Nordmeer den Schiffstransport in Richtung Asien erschwert.

LNG-Frachtraten steigen auf Mehrjahreshoch

Die LNG-Frachtraten für die Atlantik-Route sind auf den höchsten Stand seit Anfang 2024 gestiegen. Die Spot-Rate stieg laut Spark Commodities auf 98.250 US-Dollar/Tag. Auch für die Pazifik-Route stiegen die Frachtraten stark an. Im letzten Jahr war ein solcher Anstieg zu dieser Jahreszeit nicht zu beobachten. Dies dürfte mit den stark gestiegenen LNG-Exporten der USA zusammenhängen. Je höher die Frachtraten, desto höher die Attraktivität für Lieferungen aus den USA in Richtung Europa, denn die längeren Routen nach Asien werden damit nochmals deutlich teurer.

In diesem Bericht:

- Outlook (Markteinschätzung) S. 1-2
- Recap (Rückblick letzter Handelstag) S. 3
- Charts und Disclaimer S. 4-5

Fundamentale Einschätzung

Strom Frontjahr Base	↗️
TTF Gas Frontjahr	↗️
EUA-Dez. Kontrakt	➡️
API#2 Kohle Frontjahr	➡️
Brent Crude Frontmonat	➡️

Analyseteam

Tobias Waniek
Dennis Warschewitz
Richard Henke
Stefan Küster

Fortsetzung nächste Seite...

Bearische Faktoren**Änderungen am CBAM könnten zu mehr EUAs führen**

Wie Carbon Pulse aus Entwürfen der EU-Kommission entnommen hat, könnten Abschwächungen im Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) vorgenommen werden, die als Folge höhere kostenlose Zuteilungen für die europäischen Anlagenbetreiber bedeuten könnten. Wir hatten schon seit geraumer Zeit mit politischen Eingriffen gerechnet, die allerdings bislang lediglich die Handelsperiode ab 2030 betrafen. Über den international in die Kritik geratenen CBAM könnte sich nun auch in der aktuellen Handelsperiode ein politischer Markteingriff rechtfertigen lassen.

Geringfügige Kapazitätsreduktion in Norwegen

Die norwegischen Gasflüsse liegen heute bei 327,6 Mio. Kubikmeter/Tag und sind damit leicht rückläufig gegenüber dem Vortag, verbleiben aber auf einem hohen Niveau. Hintergrund ist eine ungeplante Störung am Gasfeld Aasta Hansteen, wo ein Kompressor ausfällt die Exportkapazität laut Gassco um 9,6 Mio. Kubikmeter/Tag reduziert. Die Einschränkung soll bis Mittwoch andauern. Die größten Volumina laufen weiterhin über Emden, Easington und Dornum.

Ukraine diversifiziert Gasbeschaffung durch US-LNG

Es gab zuletzt erhebliche Sorgen, dass die Ukraine in diesem Winter in größerem Umfang auf die Gasspeicher in der EU zugreifen müsste. Hintergrund waren Zerstörungen an ukrainischen Gasanlagen durch den russischen Angriffskrieg. Kiew hat nun jedoch den Kauf von US-LNG bekanntgegeben. Das entlastet die europäische Speichersituation zumindest teilweise und signalisiert, dass sich die Ukraine zusätzliche Beschaffungsquellen außerhalb der EU sichert.

Neutrale Faktoren**Russischer Luftangriff auf türkischen LNG-Tanker**

Im ukrainischen Donauhafen Ismajil wurde gestern ein türkischer LNG-Tanker bei einem russischen Luftangriff in Brand gesetzt. Die Besatzung sowie die Bevölkerung im Umkreis wurde evakuiert. Über den Hafen Ismajil importiert die Ukraine Gas und exportiert Getreide. Er ist regelmäßig Ziel von russischen Angriffen.

Fazit

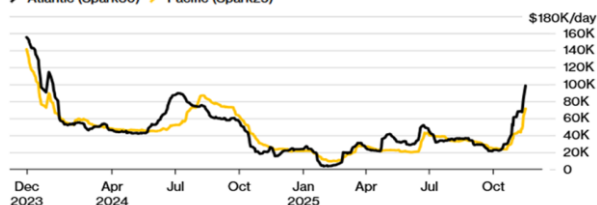
Die aktuelle Kaltwetterphase bei leicht schwächerem Windoutput stützt das kurze Ende. Von einer Flaute kann jedoch aktuell keine Rede sein. Es besteht aber weiterhin das Risiko von Kaltflauten in den nächsten Wochen, was den Marktteilnehmern offenbar Sorgen bereitet und sich in den Frontmonatskontrakten mit Kursanstiegen niederschlägt. Auch Berichte über ein möglicherweise begonnenes SSW-Event zeigen die Risiken deutlich auf. Daher sind wir für Gas und Strom heute bullish gestimmt. Die EUAs sehen wir seitwärts aufgrund der abwartenden Haltung an den Finanzmärkten. Sollte sich diese in eine Jahresendrally auflösen, wäre dies bullish für die EUAs. Sollten sich Berichte über politische Eingriffe in den EUA-Markt bestätigen, die zu einem merklich höheren Angebot führen könnten, wäre dies für die EUAs jedoch ein bearischer Impuls. Angesichts der hohen spekulativen Long-Position im CO₂-Markt könnte dies die Kurse stark unter Druck setzen.

Hedging View

TTF Gas Cal 26: Beim TTF Gas Cal 26 Future ist vergangene Woche die 30-Euro-Marke auf Tagesschlusskursbasis

Starker Anstieg der LNG-Frachtraten**Atlantic LNG Freight Rate Jumps to Highest Since Early-2024**

Atlantic (Spark30) Pacific (Spark25)



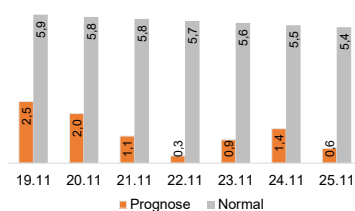
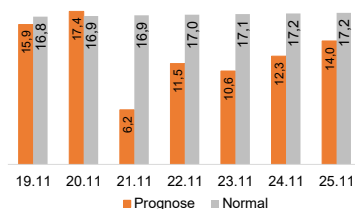
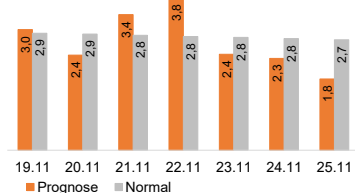
Source: Spark Commodities
Note: Spark values are for 174k cubic-meter vessels, and calculated on a round-trip basis, including hire, ballast bonus and lump sum estimates

Quelle: Bloomberg

unterschritten worden. Aus Sicht der Trend- und Formationsanalyse stellt dies ein bearisches Signal dar, so dass mit weiteren Preisabgaben gerechnet werden darf. Das unterseitig aufgelöste rechtwinklige Dreieck liefert sogar ein Abschlagspotenzial bis auf rund 28,6 Euro/MWh. Damit harmonisiert dieses Kursziel recht gut mit dem April-Verlaufsstief aus dem Jahre 2024 bei 28,85 Euro/MWh. Der Weg bis zum Kursziel dürfte aufgrund der Winterrisiken allerdings kein leichter sein, doch solange der Abwärtstrend bei aktuell 31,10 Euro/MWh intakt bleibt, sind die charttechnischen Chancen dafür gegeben. Die 50-Tage-Linie bei derzeit 31,3 Euro/MWh bildet ebenfalls einen relevanten Widerstand aus, der sich zuletzt sehr gut über die Kurse gelegt hat. Ein Preisanstieg über das letzte Verlaufshoch über 31,38 Euro/MWh müsste bullish interpretiert werden.

Strom Cal 26 Base: Mit dem temporären Sprung über die Marke von 89 Euro/MWh in KW 45 und einem Trendhoch bei 90,93 Euro/MWh hat sich seit Mitte August ein mittelfristiger Aufwärtstrend etabliert. Zuletzt fand eine Gegenbewegung bis zum 20-Tage-SMA innerhalb dieses Trends statt. Das am Freitag letzte Woche ausgeprägte „Bullish Engulfing“-Candlestick-Muster hat sich am Montag der neuen Handelswoche nicht bestätigt. Festzuhalten bleibt, dass sich der Kurs über der 20- und 50-Tage-Linie befindet und beide gleitenden Durchschnitte eine positive Steigung aufweisen. Die 50-Tage-Linie hat die 200-Tage-Linie von unten nach oben durchkreuzt und damit ein „Golden Cross“ generiert. Im Falle einer stärkeren Preiskorrektur befindet sich ein starker horizontaler Auffangbereich bei 86 Euro/MWh, womit sich diese Zone weiterhin für Hedging-Aktivitäten anbietet. Darunter verläuft bei 85,50 Euro/MWh die dreifach bestätigte Aufwärtstrendgerade von Mitte August. Weitere Unterstützungen liegen bei 84 und 83 Euro/MWh.

EUA-Dez-25-Future: Seit April dieses Jahres befinden sich die Emissionsrechte in einem intakten Aufwärtstrend. In der KW 45 hat der Dez-Future den starken Widerstand bei 80 Euro/t CO₂ überwunden und ist daraufhin bis 82,41 Euro/t CO₂ angestiegen. Am Donnerstag der KW 46 konnte zunächst ein neues intraday-Hoch bei 82,79 Euro/t CO₂ verbucht werden. Doch mit den schwachen Aktienmärkten fiel der Future auch am Montag der KW 47 deutlich zurück und schloss mit 79,82 Euro/t CO₂ unter der 80-Euro-Marke. Die „Dark Cloud Cover“-Candlestick-Formation hat ihren Dienst getan. Damit scheinen die CO₂-Bären weiterhin die besseren Karten in ihren Händen zu halten. Aufgrund des intakten Aufwärtstrends dürften Kursrücksetzer von den Marktteilnehmern weiterhin als Kaufgelegenheit wahrgenommen werden (Buy the Dip). Bei 79 Euro/t CO₂ verläuft der Aufwärtstrend seit Mitte August. Hier befindet sich zudem die Nackenlinie einer potenziellen Doppeltop-Formation (78,91 Euro/MWh), womit diesem Preisbereich kurzfristig eine Schlüsselrolle zuteilwird. Weitere Auffangbereiche für Hedging-Aktivitäten finden sich bei 77 und 75 Euro/t CO₂.

Temperaturprognose DE in °C**Windprognose DE in GW****Solarprognose DE in GW**

Quelle: Energy Weather

DailyReport *Recap*

Marktbewegungen des Vortages

Strom Frontjahr Base 89,20 €/MWh		TTF Gas Frontjahr 30,34 €/MWh		THE Gas Frontjahr 31,80 €/MWh		EUA (CO2) Dez. Kontrakt 79,82 €/t	
0,00 €	0,00%	0,18 €	0,61%	0,12 €	0,38%	-1,09 €	-1,35%
Tageshoch	89,82 €	Tageshoch	30,66 €	Tageshoch	31,80 €	Tageshoch	81,45 €
Tagestief	89,00 €	Tagestief	30,24 €	Tagestief	31,65 €	Tagestief	79,78 €

Kurse vom 17.11.2025, Stand: 22:00h | Strom: EEX; TTF: ICE; THE Settlementpreise EEX (Powernext); EUA, Kohle, Brent: ICE

Rückblick auf den Handelstag vom 17.11.2025

Kühlere Wetterprognosen stützen Strom- und Gasfrontmonat

Am Montag, den 17.11., zeigten sich vor allem die kurzfristigen Kontrakte an der Strom- und Gasterminbörse in Bewegung, während das lange Ende weitgehend stabil blieb. Rückenwind erhielten die vorderen Fälligkeiten von kurzfristig angepassten Wetterprognosen, die nun deutlich kühler und windärmer ausfallen. Im jüngsten EC-Lauf wurden die Temperaturen bis Ende Dezember vorerst um rund 1 bis 1,5 Grad Celsius nach unten korrigiert. Das Strom Frontjahr Base verharrte bei 89,20 Euro/MWh, während der Strom Frontmonat um 1,5 Prozent zulegte und bei 101,82 Euro/MWh schloss. Am Gasmarkt zeigte sich das TTF Gas Frontjahr mit einem Plus von 0,6 Prozent auf 30,34 Euro/MWh fester, der TTF Gas Frontmonat verteuerte sich um 1,4 Prozent auf 31,49 Euro/MWh. Auch das Kohle API#2 Frontjahr legte um 0,7 Prozent auf 102,70 US-Dollar je Tonne zu und der Brent Öl Frontmonat stieg leicht um 0,1 Prozent auf 64,35 US-Dollar je Barrel. Einzig die EUAs zeigten sich schwächer, gaben um 1,3 Prozent auf 79,82 Euro/t CO2 nach und schlossen dabei unter der wichtigen Chartmarke von 80 Euro/t CO2.

Französischer Rechnungshof: Über 100 Mrd. Euro für EDF-AKW bis 2035 nötig

Die Betriebskosten französischer Kernreaktoren steigen deutlich und stellen den staatlichen Energiekonzern EDF vor große Herausforderungen. Der französische Rechnungshof beziffert die Kosten für Modernisierung und Laufzeitverlängerung der 57 Reaktoren zwischen 2014 und 2035 auf rund 100–101 Mrd. Euro, während EDF 2020 noch von 49,4 Mrd. Euro ausging. Allein 2024 sollen die Wartungskosten bereits bei etwa 6 Mrd. Euro gelegen haben und damit rund 28 % über dem Niveau von 2014. Zudem haben sich die Wartungszeiträume seit 2020 gegenüber der vorherigen Vierjahresperiode teilweise um bis zu ein Drittel verlängert. Dennoch sieht der Rechnungshof Laufzeitverlängerungen als wirtschaftlich vorteilhafter an als den Neubau, parallel plant EDF den Bau von sechs EPR2-Reaktoren. Gelingt es, die Produktion nach dem Wartungsprogramm wieder auf 350–370 TWh in 2026/27 und perspektivisch 400 TWh bis 2030 zu erhöhen, dürfte dies das französische Stromsystem stützen und die Strompreise im Vergleich zu Deutschland und Großbritannien niedrig halten.

Unsere Einschätzung: Für den mittel- bis langfristigen Strommarkt wirkt das Gesamtbild bearish, weil zusätzliche französische Kernkraftproduktion das Angebot in Westeuropa erhöht. Kurzfristig überwiegen aber noch bullische Risiken, falls EDF die ambitionierten Produktionsziele wegen weiterer Wartungen oder politischer Eingriffe verfehlt.

Google DeepMind startet WeatherNext 2

Google DeepMind stellt mit WeatherNext 2 ein KI-Wettermodell vor, das bis zu zwei Wochen präzisere Prognosen für Temperatur, Luftdruck und Wind liefert und Tropensturm-Tracks besser trifft. Gegenüber früheren Ansätzen ermöglicht das Modell schnellere, effizientere Forecasts und baut auf DeepMinds jüngsten Durchbrüchen in der KI-Meteorologie auf. Für Energiehändler attraktiv: höhere Auflösung und schnellere Updates, experimentelle Datensätze stehen bereits in Google Earth Engine bereit. Zugleich gilt weiter Vorsicht bei Extremereignissen, wo klassische, physikbasierte Modelle teils Vorteile behalten.

IEA: Europas Rechenzentrumswachstum braucht schnelleren Netzausbau

Die EU will ihre Rechenzentrumskapazität in fünf bis sieben Jahren verdreifachen, doch Engpässe im Stromsystem setzen dem Tempo enge Grenzen. In den etablierten Hubs Frankfurt, London, Amsterdam, Paris und Dublin stauen sich Netzanschlüsse über viele Jahre, Projekte werden größer und konzentrieren sich weiter auf belastete Regionen. Selbst wenn alle Vorhaben realisiert würden, lägen Rechenzentren in Deutschland und Frankreich bei etwa vier bis fünf Prozent der heutigen Lastspitzen, in Spanien und den Niederlanden bei rund zehn Prozent, während Netzengpässe bereits Milliardensummen verursachen. Die IEA empfiehlt schnellere Anschlussprozesse, nicht-feste Netzanschlüsse mit kurzfristig abschaltbaren Lasten, Standorte mit freier Netzkapazität, smarte Netze

sowie Batteriesysteme vor Ort und mehr Investitionen in Übertragung.

Schwacher Wind treibt Strom-Spotpreise nach oben

Die Day-Ahead-Auktion für Dienstag, den 18. November, schloss mit einem Baseload von 101,97 Euro/MWh und einem Peakload von 114,48 Euro/MWh. Die teuerste Viertelstunde lag in der ausgeprägten Abendspitze kurz nach 17 Uhr bei rund 164,6 Euro/MWh. Die Preisspanne reicht insgesamt von gut 77 Euro/MWh in den schwachen Nachtstunden bis zur genannten Spitze am frühen Abend. Erzeugungsseitig steht ein solides EE-Niveau mit im Mittel rund 21,5 GW Wind und 3 GW PV mit Spitzenwerten von etwa 23 GW Wind und 14 GW PV gegenüber, sodass die Residuallast zwischen etwa 24 und 48 GW schwankt und insbesondere am Morgen und Abend deutlich anzieht. Das gehandelte Volumen liegt mit rund 835 GWh auf einem typischen Werktagsniveau mit weniger Erneuerbaren, strukturell prägen ein leichtes Mittagstief und eine markante Abendspitze den Verlauf.

Für Mittwoch, zeigen die Forecasts etwas weniger Wind bei mittelmäßiger PV-Produktion. Last und Residuallast bleiben in etwa auf dem Niveau von Dienstag, sodass sich ein leicht höherer Baseload von rund 110 Euro/MWh ableiten lässt. Am Donnerstag ist mit etwas mehr Wind, aber tendenziell geringerer PV-Einspeisung zu rechnen. Die Residuallast bewegt sich erneut in einer ähnlichen Spanne, was ebenfalls auf einen Baseload von etwa 110 Euro/MWh hindeutet. Insgesamt rechnen wir an beiden Tagen mit einer Fortsetzung des aktuellen Preisniveaus mit typischen Morgen- und Abendspitzen, jedoch ohne offensichtliche strukturelle Ausreißer.

KW 47 nochmals deutlich kühler prognostiziert

Die neue Temperaturprognose zeigt für diese Woche deutlich kühlere Bedingungen mit einem Tiefpunkt um den 22. November bei etwa 0 Grad, was kurzfristig mehr Heizbedarf und zusätzliche Ausspeicherung aus den europäischen Gasspeichern signalisiert. Im Verlauf der Kalenderwoche 48 steigen die Temperaturen dann deutlich auf ein Niveau von etwa 5 bis 6 Grad, insgesamt wurde diese Woche gegenüber der Vortagsrechnung leicht nach oben korrigiert. Energy Weather sieht für die Kalenderwochen 47 und 48 einen deutlichen Rückgang der stratosphärischen Winde und damit eine gestörte Zirkulation. Dadurch resultiert ein Blocking auf dem Atlantik, das Europa einen kurzfristigen Kaltlufteinbruch bringen kann. Für die Kalenderwoche 48 deuten die Modelle auf eine zunehmende Tiefdruckaktivität hin. Auch in Kalenderwoche 49 könnte sich erneut ein Blocking aufbauen, diesmal weiter östlich bei UK oder über Zentraleuropa, wodurch das Risiko für eine Dunkelflaute in diesem Zeitraum steigen würde. Auch die Windprognose bleibt für KW 47 unter dem langjährigen Mittel, signalisiert jedoch keine kritischen Einspeisewerte. Die Solarprognose liegt im Grundniveau weitgehend in der Nähe des Klimamittels, allerdings wurden die Leistungsspitzen für diese Woche nach unten angepasst. Dadurch fällt die Entlastung in den Mittagstunden schwächer aus als bislang erwartet.

Strom

Spotmarkt

Day-Ahead-Auktion	Base	Peak
Kurs (pro MWh)	101,97	114,48
Spotpreise mit Lieferung am: 18.11.2025		

Base Termin **	FM	FQ	2026	2027	2028
Letzter Kurs (pro MWh)	103,50 €	99,78 €	89,20 €	86,05 €	80,65 €

Peak Termin	FM	FQ	2026	2027	2028
Letzter Kurs (pro MWh)	127,90 €	118,45 €	94,00 €	92,05 €	86,55 €

HKN ***)	2026	2027
Renewable Power	0,26 €	0,61 €
Hydro Power	0,29 €	0,60 €
Solar Power	0,29 €	0,62 €
Wind Power	0,29 €	0,62 €

**) FM: Frontmonat, FQ: Frontquartal

***) Herkunftsnachweise in Euro/MWh, Settlementpreise EEX Go Futures. Die GO-Futures verfallen jeweils im Januar des angegebenen Jahres und decken die Produktionsmonate von März bis Dezember mit einer Lieferung Ende Januar des Vorjahres ab.

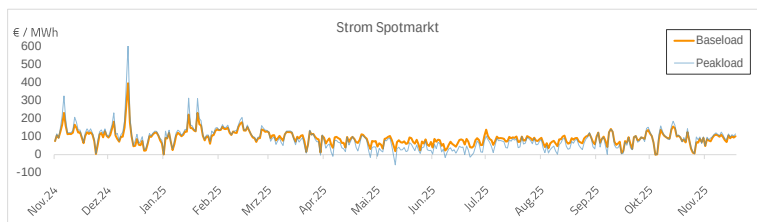
Beispiel: Das Cal 26 bezieht sich auf die Produktionsmonate März bis Dezember 2025 und verfällt im Januar 2026.

Gas

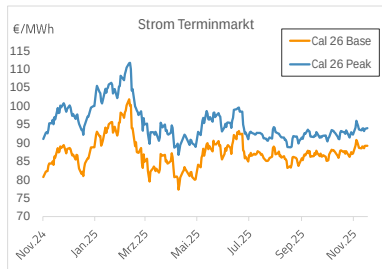
THE Terminmarkt	2026	2027	2028
Letzter Kurs (pro MWh)	31,80 €	29,78 €	27,10 €

TTF Terminmarkt	2026	2027	2028
Letzter Kurs (pro MWh)	30,34 €	28,15 €	25,44 €

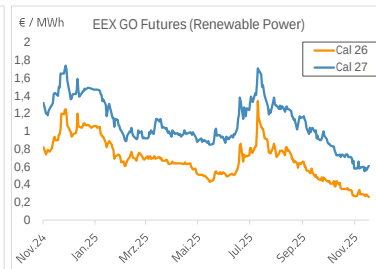
Spotmarkt (Day Ahead)	THE	TTF
Letzter Kurs (pro MWh)	32,81 €	31,59 €



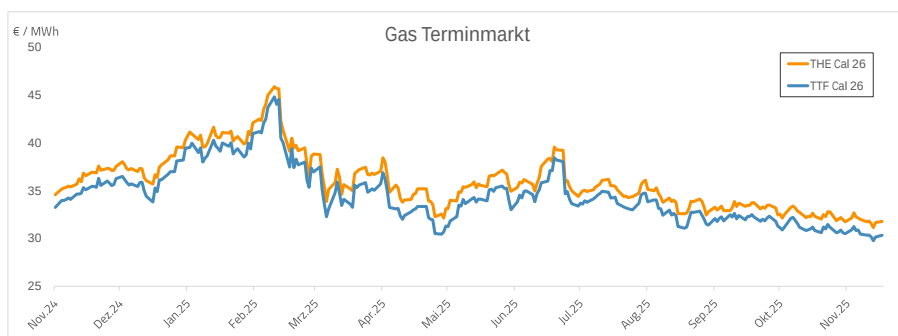
Source: EPEX SPOT. Data used with permission. All rights acknowledged.



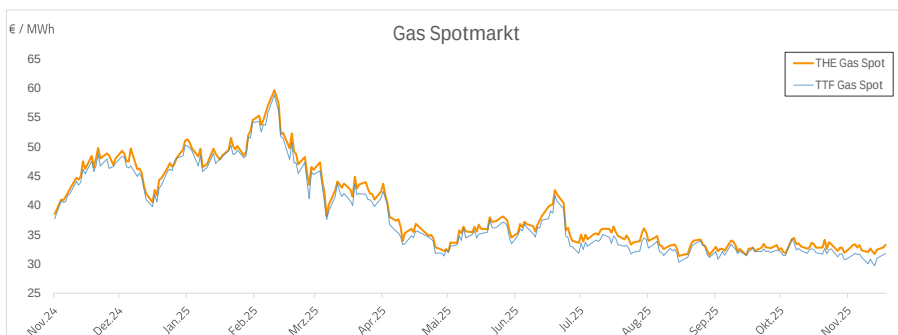
Source: EEX



Source: EEX



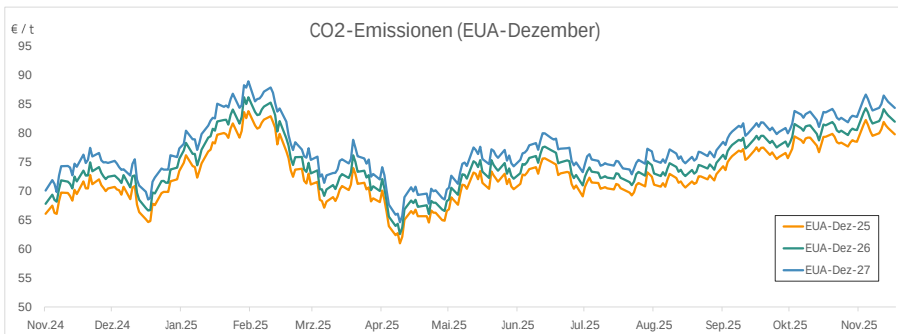
Source: THE: EEX; TTF: ICE Index



Source: EEX

Emissionen

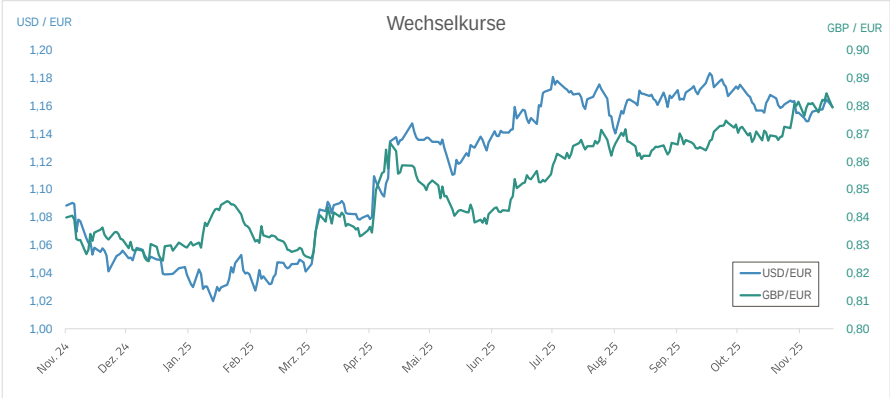
EUA Dez.-Kontrakt	2025	2026	2027
Letzter Kurs (pro Ton)	79,82 €	82,00 €	84,37 €



Source: ICE Index

Wechselkurse

	USD/EUR	GBP/EUR
Letztes Fixing	\$1,1593	£0,8795



Herausgeber: EnerChase GmbH & Co. KG, (im Folgenden "enerchase"), Sitz: Willich, eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Krefeld unter HRA 7101, vertreten durch die persönlich haftende Gesellschafterin EnerChase Verwaltung GmbH, Sitz: Willich, eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Krefeld unter HRB 18393 diese vertreten durch die Geschäftsführer Stefan Küster und Dennis Warschewitz.

Autoren: Dennis Warschewitz, Stefan Küster, Tobias Waniek

Stand der verwendeten Marktdaten: siehe Deckblatt

Hinweis zur Methodik: Die durch Tachos angegebenen Tagestendenzen basieren auf einem optimierten Indikatoren-Modell der Technischen Analyse, das auf historischen Wertentwicklungen beruht (u.a. Average Directional Index, MACD, RSI, Commodity Channel Index, Moving Averages). Der Zeitrahmen, auf die sich die Tendenzaussagen beziehen, ist jeweils ein Tag. Die Tendenzen werden im täglichen Rhythmus veröffentlicht.

Mögliche Interessenkonflikte: Gesellschafter der EnerChase GmbH & Co. KG, verbundene Unternehmen oder Beratungskunden der EnerChase GmbH & Co. KG könnten zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Analyse in den besprochenen Derivaten oder Basiswerten investiert sein.

Disclaimer / Haftungsbeschränkung

Der DailyReport inklusive der Wochentendenzen (im Folgenden „Analysen“) richtet sich an institutionelle Marktteilnehmer. Die Analysen sind für die allgemeine Verbreitung bestimmt und dienen ausschließlich zu Informationszwecken und stellen insbesondere keine Anlageberatung, Empfehlung oder Aufforderung zum Kauf oder Verkauf von Energie oder Derivaten dar und beziehen sich nicht auf die spezifischen Anlageziele, die finanzielle Situation bzw. auf etwaige Anforderungen von Personen. Handlungen basierend auf den von enerchases veröffentlichten Analysen geschehen auf eigene Verantwortung der Nutzer. Grundsätzlich gilt, dass die Wertentwicklung in der Vergangenheit keine Garantie für die Wertentwicklung in der Zukunft ist. Vergangenheitsbezogene Daten bieten keinen Indikator für die zukünftige Wertentwicklung.

enerchase übernimmt keine Haftung für direkte wie auch für indirekte Schäden und Folgeschäden, welche im Zusammenhang mit der Verwendung der Informationen entstehen können mit Ausnahme für Schäden, die auf einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung unsererseits oder einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung einer unserer Erfüllungsgehilfen beruhen. Insbesondere besteht keine Haftung dafür, dass sich die in den Analysen enthaltenen Prognosen auch bewahrheiten. Die Informationen und Prognosen wurden mit großer Sorgfalt zusammengestellt. Für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit kann gleichwohl keine Gewähr übernommen werden, auch auf eine Verlässlichkeit der Daten hat der Nutzer keinen Anspruch. Des Weiteren wird die Haftung für Ausfälle der Dienste oder Schäden jeglicher Art bspw. aufgrund von DoS-Attacken, Computerviren oder sonstigen Attacken ausgeschlossen. Die Nutzung der Inhalte der Analysen erfolgt auf eigene Gefahr des Nutzers.

Unsere Tätigkeit ist gemäß § 86 WpHG bei der BaFin angezeigt.

Weitere Informationen zur Methodik und die historischen Tagestendenzen können unter research@enerchase.de jederzeit angefragt werden. Diese Publikation ist urheberrechtlich geschützt. Das Kopieren sowie die Verarbeitung, Veränderung und/oder Weitergabe dieser Informationen ist nur mit ausdrücklicher schriftlicher Genehmigung der EnerChase GmbH & Co. KG zulässig.