

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Die jüngsten Konjunkturdaten aus China unterstreichen die weiterhin verhaltene weltwirtschaftliche Dynamik. Zwar lag das BIP-Wachstum im vierten Quartal leicht über den Erwartungen, insgesamt bleibt das Expansionstempo jedoch niedrig und die angekündigten geldpolitischen Lockerungen dürften kurzfristig nur begrenzte Impulse liefern. Für die Rohstoffmärkte sind diese Signale zunächst eher dämpfend.

Gleichzeitig starteten die Energiemärkte mit einem spürbar erhöhten Risikoaufschlag in die Woche. Ausschlaggebend waren vor allem ungeplante Ausfälle französischer Kernkraftkapazitäten, kühlere Temperaturprognosen in Europa und Asien sowie rückläufige LNG-Exportmengen aus den USA. Geopolitische Unsicherheiten verstärkten die Bewegung, auch wenn der jüngste Abverkauf bei den CO₂-Zertifikaten aktuell für Gegenwind sorgt.

Charttechnisch bleibt das übergeordnete Bild bullish, denn die Strom-Base-Futures der Lieferjahre 2027, 2028 und 2029 notieren weiterhin oberhalb der 200-Tage-Linie.

Die Februar-Tranche beim Strom Cal 27 Base haben wir bereits geschlossen. Die bestehenden Setups mit definiertem Price-Cap und Price-Floor bleiben aktiv.

Beschaffungstelegramm Cal 27: 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung aktiviert
+++ 1 Tranche ist zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 13.01.2026 +++ letzter Fixierungspreis: 85,74 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 80,30 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 85,5 €/MWh (Schlusskurs 20.01.2026) +++ aktuelle Hedge-Quote 72 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

Save the date:
Review-Meeting
Q4 25 am
27.01.2026 um
11:30 Uhr

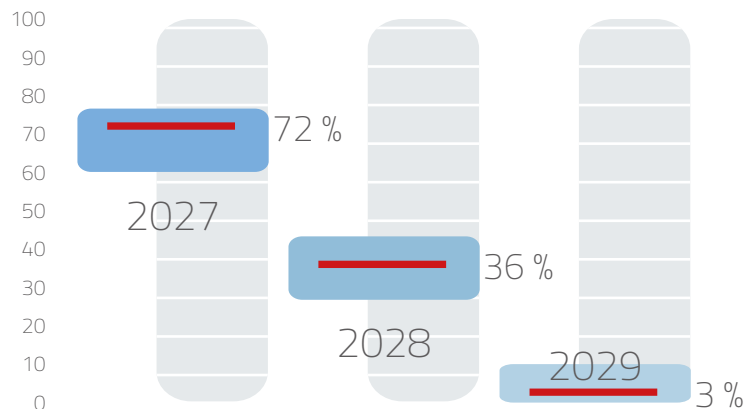
Inhalt

1. Markteinschätzung	02
2. Marktentwicklung	04
3. Aktuelles Beschaffungsportfolio	05
4. Taktische Allokation	06
5. Lieferjahr 2027 im Detail	07
6. Lieferjahr 2028 im Detail	09
7. Lieferjahr 2029 im Detail	11
8. Beschaffungshistorie	13
9. Anhang & Charts	14
10. Erläuterung	24
11. Impressum & Disclaimer	25

Hedge-Situation

In dieser Darstellung sind für die kommenden Lieferjahre die aktuelle Hedge-Situation, sowie die Minimum- und Maximumquoten aus dem Hedge-Kanal ersichtlich.

Aktuelle Hedge-Quoten



Markteinschätzung (1/2)

Konjunktur: Die am Montag veröffentlichten Zahlen zur Wirtschaftslage in China bestätigten das bereits bekannte Bild. So expandierte das preisbereinigte Bruttoinlandsprodukt (BIP) im vierten Quartal 2025 um 4,5 Prozent zum Vorjahr (erwartet: plus 4,4 Prozent) und damit so schwach wie zuletzt von Januar bis März 2023. Im Gesamtjahr war dennoch ein dem Staatsziel nahekommender Zuwachs in Höhe von 5,0 Prozent zu verzeichnen. Abgesehen von der Zeit der „Corona-Pandemie“ 2020 war dies der geringste Zuwachs seit 1976. Die Regierung Chinas ist also trotz aller Bemühungen, das Wachstum besser auszubalancieren, bislang nicht erfolgreich gewesen. Die PBoC hat daraufhin zwar am 15. Januar dieses Jahres Maßnahmen zur Lockerung der Kreditvergabe angekündigt, darunter eine Senkung der Zinssätze für verschiedene Kreditinstrumente um 25 Basispunkte sowie die Erhöhung der Quoten für Kreditprogramme, die auf Schlüsselsektoren wie Landwirtschaft, Technologie und Privatunternehmen abzielen. Das BIP-Wachstum dürfte aber dennoch auch noch im ersten Quartal 2026 schwach bleiben, da dieses Maßnahmenpaket nur begrenzte wirtschaftliche Unterstützung entfalten dürfte. Ohne ein erneutes spürbares

Fiskalprogramm wird voraussichtlich keine konjunkturelle Besserung eintreten. Wir setzen nach wie vor auf ein solches Paket und behalten daher unsere im Vergleich zum Konsens grundsätzlich positive Einschätzung zum BIP in diesem Jahr bei. Für die Rohstoffmärkte dürften die neuesten Zahlen allerdings ein Dämpfer sein.

Fundamental: Die zweite Kalenderwoche des Jahres stand ganz im Zeichen einer ausgeprägten Zerteilung der Terminmarktkurven. Während das kurze Ende bei Gas und Strom teils zweistellige Tageszugewinne verzeichnete, veränderten sich die Kalenderkontrakte vergleichsweise moderat. Hier ließ wie so oft die Kombination aus zahlreichen unterschiedlichen Faktoren den Deckel wegfliegen. Einer der wesentlichen Preistreiber war der Ausfall der französischen Kernreaktoren Flamanville 1 und 3 mit zusammen 2,9 GW Leistung infolge des Sturms Gorreti/Elli. Verstärkt wurde die bullische Stimmung durch kühlere mittelfristige Temperaturprognosen in Europa und Asien. Darüber hinaus sanken die LNG-Exportmengen aus den USA, dem weltweit größten Exporteur, nach Ausfällen an wichtigen Terminals in Texas auf den niedrigsten Stand seit zwei Monaten. Es sind in der Regel

allerdings nicht allein fundamentale Gründe, die zu einem derart abrupten und deutlichen Kurswechsel am Markt führen. Die Geopolitik und hier vor allem die unübersichtliche Lage im Iran mit seinen Erdgasexporten in die Türkei und den Irak gesellte sich genauso hinzu wie die Tatsache, dass die anderen Rohstoffe ebenfalls nach oben strebten. Nach der Kursrally zeigt sich nun insbesondere bei den CO₂-Zertifikaten in der aktuellen Handelswoche 4 deutlicher Verkaufsdruck. Der Abverkauf bei den EUAs setzt auch den Strommarkt unter Druck. Die EUAs wiesen zuletzt eine rekordhohe spekulative Netto-Long-Position auf, die aktuell scheinbar abgebaut wird. Ob sich daraus eine Trendwende der Spekulanten ableiten lässt, bleibt abzuwarten. Rücksetzer könnten auch als Einstiegsschance genutzt werden. Da es bis Monatsende unterdurchschnittlich kalt in Europa und auch in Asien bleibt, ist der Gasmarkt nachfrageseitig unterstützt.

(Fortsetzung auf nächster Seite)

Strom- markt

In dieser Darstellung wird die Preisentwicklung der letzten 52 Wochen für die drei Frontjahre Base dargestellt.

2027
2028
2029

Preisentwicklung (Base)
€/MWh



Markt- einschätzung (2/2)

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Der steile Abverkauf beim **Strom Cal 27 Base** Ende November endete im Dezember oberhalb der 200-Tage-Linie. Von da aus ging es ebenso dynamisch wieder in Richtung des Doppelhochs bei 87,2 Euro/MWh. Letzte Woche Freitag testete der Strom-Kontrakt diese Widerstandsmarke und stieg intraday kurzzeitig gar bis auf 88,4 Euro/MWh an. Mit einem Tages- und Wochenschlusskurs bei 87,5 Euro/MWh gelang jedoch kein nachhaltiger Durchbruch über dieses wichtige Level. Der Widerstand bei 87,5 Euro/MWh bleibt somit massiv und konnte die Rally erwartungsgemäß ausbremsen. Festzuhalten bleibt aber weiterhin, dass sich der Jahres-Future oberhalb der steigenden 200-Tage-Linie und damit grundsätzlich in einem übergeordneten Bullenmarkt befindet. Ein Anstieg über 87,5 Euro/MWh würde den Aufwärtstrend erneut bestätigen. Auf der Unterseite befindet sich bei rund 84 Euro/MWh ein erster starker Support. Darunter bleibt die 200-Tage-Linie bei aktuell 81,8 Euro/MWh für Hedging-Aktivitäten eine wichtige Zielmarke.

Fazit: Der Jahres-Future bleibt übergeordnet bullish. Sollte das Vorjahreshoch überschritten werden, ist dies ein weiteres bullisches Signal und wir wollen die März-Tranche vorzeitig schließen. Der Price-Cap verbleibt bei 88,7 Euro/MWh, der Price-Floor oberhalb der 200-Tage-Linie bei 82 Euro/MWh.

Nach dem erneuten Test der grün gestrichelten Aufwärtstrendgeraden hat sich das **Strom Cal 28 Base** wieder auf den Weg in Richtung Dreifachhoch bei rund 81,5 Euro/MWh gemacht. Diese massive Widerstandszone konnte jedoch nicht nachhaltig überwunden werden und der Jahres-Future fällt aktuell wieder auf die Aufwärtstrendgerade zurück. Erfolgt ein nachhaltiger Preiserutsch darunter, wären Preisabgaben bis zum Support bei 77,8-77,5 Euro/MWh möglich. Ein Anstieg über 81,6 Euro/MWh würde den Aufwärtstrend dagegen fortsetzen.

Fazit: Der Jahres-Future bleibt übergeordnet bullish und würde den Aufwärtstrend oberhalb von 81,6 Euro/MWh fortsetzen. Daher wollen wir eine Long-Position für die Februar- und März-Tranche eröffnen. Wir belassen das Setup wie folgt: Price-Floor bei 78 Euro/MWh (Close oder Low) und Price-Cap bei 82 Euro/MWh (Close).

Das **Strom Cal 29 Base** hat sich auf der starken Support-Zone bei 75,2-74,7 Euro/MWh zuletzt wieder stabilisiert und ist in Richtung Verlaufshoch aus Mai 2025 bei 77,8 Euro/MWh angestiegen. Der Kaufdruck stoppte jedoch bereits darunter bei 77,3 Euro/MWh. Daraufhin fällt der Jahres-Future aktuell wieder auf das Unterstützungsniveau bei rund 75 Euro/MWh zurück. Die Strombullen haben also merklich an Stärke

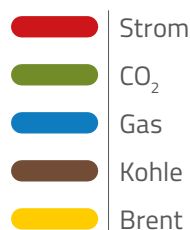
eingebüßt. Fällt das Strom Cal 29 Base unter den Support aus 100-Tage-Linie und Verlaufstiefs bei rund 75 Euro/MWh, bietet sich darunter die intakte Aufwärtstrendgerade bei aktuell 74 Euro/MWh für Hedging-Aktivitäten an. Ein nachhaltiger Anstieg über 77,8 Euro/MWh würde dagegen den Aufwärtstrend weiter fortsetzen.

Fazit: Der Jahres-Future bleibt übergeordnet bullish und würde den Aufwärtstrend oberhalb von 77,8 Euro/MWh weiter fortsetzen. Daher wollen wir eine Long-Position für die Februar- und März-Tranche eröffnen. Wir belassen das Setup wie folgt: Price-Floor bei 75 Euro/MWh (Close oder Low) und Price-Cap bei 78,5 Euro/MWh (Close).

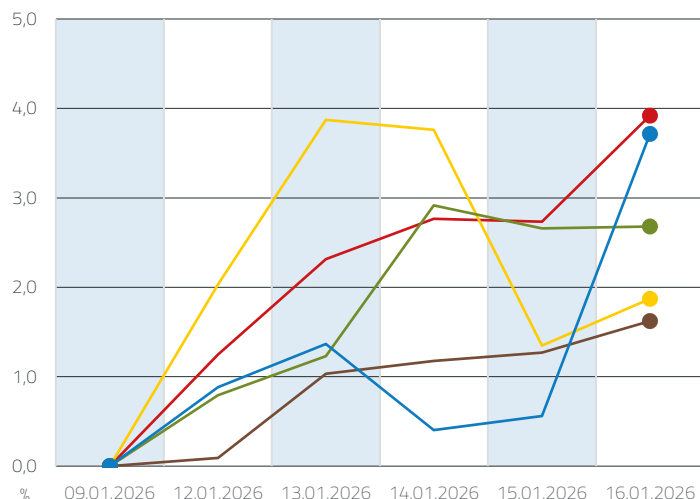
Portfolioausrichtung: Die Strom Base-Futures der Lieferjahre 2027, 2028 und 2029 bleiben übergeordnet weiterhin bullish. Beim Strom Cal 27 Base haben wir die Februar-Tranche bereits vorzeitig geschlossen. Bestätigt der Jahres-Future den Aufwärtstrend mit einem Anstieg über das Vorjahreshoch, wollen wir die Long-Position auch auf die März-Tranche ausweiten. Einen stärkeren Rücksetzer bis zur 200-Tage-Linie wollen wir ebenfalls für eine weitere Tranche nutzen. Das Strom Cal 28 Base und Strom Cal 29 Base notieren weiterhin deutlich über den 200-Tage-Linien, weshalb wir weiterhin eine Long-Position für die Februar- und März-Tranche anstreben.

Markt- entwicklung

In dieser Darstellung wird die Veränderung in der Vorwoche der Energiemärkte in prozentualen Werten abgebildet.



Energiemarktentwicklung
KW 4



Markt- rückblick

Die zweite Kalenderwoche des Jahres stand ganz im Zeichen einer ausgeprägten Zweiteilung der Terminmarktkurven. Während das kurze Ende bei Gas und Strom teils zweistellige Tageszugewinne verzeichnete, veränderten sich die Kalenderkontrakte vergleichsweise moderat. Der TTF Gas Frontmonat legte über die Woche rund 32 Prozent zu, der Strom DE Base Frontmonat gewann etwa 25 Prozent. Demgegenüber verharrte das TTF Gas Cal 27 innerhalb der Handelswoche lange Zeit ohne starke Preisveränderungen. Allein durch den starken Schlussprint am Freitag ging es auf Wochensicht mit einem Plus von 3,7 Prozent aus der Handelswoche. Zusätzlich gestützt durch die fortgesetzte Aufwärtsrally der CO₂-Zertifikate (plus 2,7 Prozent), schloss das Strom Cal 27 Base die Woche 3,9 Prozent

im Plus. Der EUA-Dez-26-Future überschritt dabei erstmals seit November 2023 die 90-Euro-Marke.

Einer der wesentlichen Preistreiber war der Ausfall der französischen Kernreaktoren Flamanville 1 und 3 mit zusammen 2,9 GW Leistung infolge des Sturms Gorreti/Elli. Die Beschädigung von Hochspannungsleitungen durch Windgeschwindigkeiten von über 200 km/h führt dazu, dass beide Reaktoren voraussichtlich bis zum 1. Februar vom Netz bleiben. Reaktor 3 verlor dabei seine Eigenversorgung und musste durch externe Quellen gestützt werden.

Verstärkt wurde die bullische Stimmung durch kühlere mittelfristige Temperaturprognosen in Europa und Asien. Während die kommenden Tage zunächst deutlich milder prognostiziert

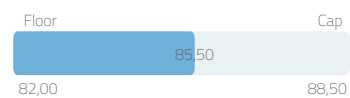
wurden, zeigten die Wetterläufe ab kommender Woche für den restlichen Januar unterdurchschnittliche Werte. Meteorologen sehen für Europa zudem ab dem 20. Januar die Gefahr eines „Beast from the East“, also eines starken Kälteeinbruchs. Zudem behinderte der Sturm die LNG-Importe nach Europa.

Die am Mittwoch veröffentlichten CoT-Daten der Börse ICE Endex unterstrichen das bullische Sentiment der Emissionszertifikate. Bei den EUAs stieg die Netto-Long-Position der Investmentfonds um 9,2 Prozent auf 125,6 Mio. EUA – der kräftigste Zuwachs seit September. Bei TTF Gas reduzierten die Fonds ihre Netto-Short-Position deutlich um 23,9 Prozent auf minus 55,1 TWh, was auf eine nachlassende Überzeugung auf der Short-Seite hindeutet. Das Ende der spekulativen Bärenrally scheint erreicht.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

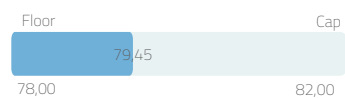
2027



Lieferjahr 2027

26 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 2.2. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.5. | Hedge-Quote: 72 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 80,30 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 80,03 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert): Price-Cap bei 88,5 €/MWh; Price-Floor bei 82 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

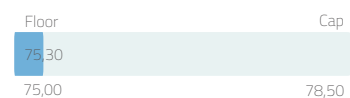
2028



Lieferjahr 2028

13 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 2 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 2.2. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.5. | Hedge-Quote: 36 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 77,77 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 77,69 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert): Price-Cap bei 82 €/MWh; Price-Floor bei 78 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2029



Lieferjahr 2029

1 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 2 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 2.2. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.5. | Hedge-Quote: 3 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 75,34 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 75,32 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert): Price-Cap bei 78,5 €/MWh; Price-Floor bei 75 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2027	31.05.2026	85,74 €/MWh	85,50 €/MWh	82,00 €/MWh	88,50 €/MWh	aktiviert
2028	31.05.2026	79,24 €/MWh	79,45 €/MWh	78,00 €/MWh	82,00 €/MWh	aktiviert
2029	31.05.2026	76,85 €/MWh	75,30 €/MWh	75,00 €/MWh	78,50 €/MWh	aktiviert

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	26 von 36	72 GWh	72 %	80,30 €/MWh	80,03 €/MWh	1	1	- 27.139 €
2028	13 von 36	36 GWh	36 %	77,77 €/MWh	77,69 €/MWh	2	2	- 7.111 €
2029	1 von 36	3 GWh	3 %	75,34 €/MWh	75,32 €/MWh	2	2	- 2.306 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 10.

[Link zur Deal History](#)

Allokation

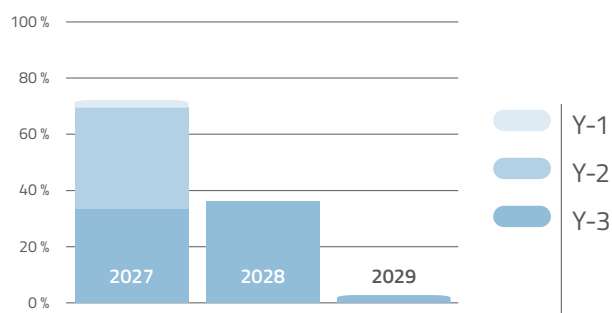
EnerChase vs. Benchmark

Die taktische Allokation im Hedge-Kanal ergibt sich aus der mittel- bis langfristigen Markterwartung. In der obersten Tabelle bzw. Grafik sind die tatsächlichen Hedge-Quoten für die drei Lieferjahre aufgeführt. In den Spalten Y-1, Y-2 und Y-3 wird die jährliche Veränderung der Hedge-Quote dargestellt (Y-1 steht beispielsweise für das letzte Jahr vor

Lieferbeginn). Die zweite Tabelle stellt die „neutralen“ Hedge-Quoten dar, die bei einem kontinuierlichen Beschaffungsvorgehen entstehen würden. Dies entspricht der Mittellinie des Hedge-Kanals. Die unterste Tabelle zeigt die Abweichungen der tatsächlichen Quoten von der Benchmark.

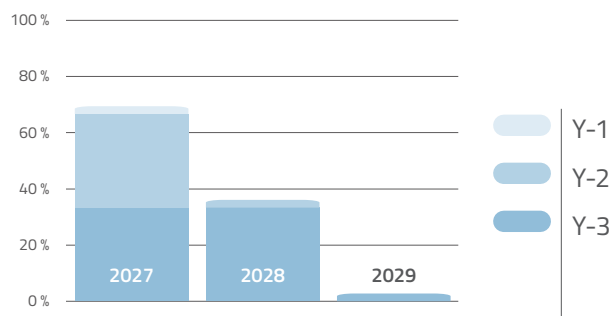
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	72 %	3 %	36 %	33 %
2028	36 %		0 %	36 %
2029	3 %			3 %



Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	69 %	3 %	33 %	33 %
2028	36 %		3 %	33 %
2029	3 %			3 %



Aktive Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	3 %	0 %	3 %	0 %
2028	0 %		-3 %	3 %
2029	0 %			0 %

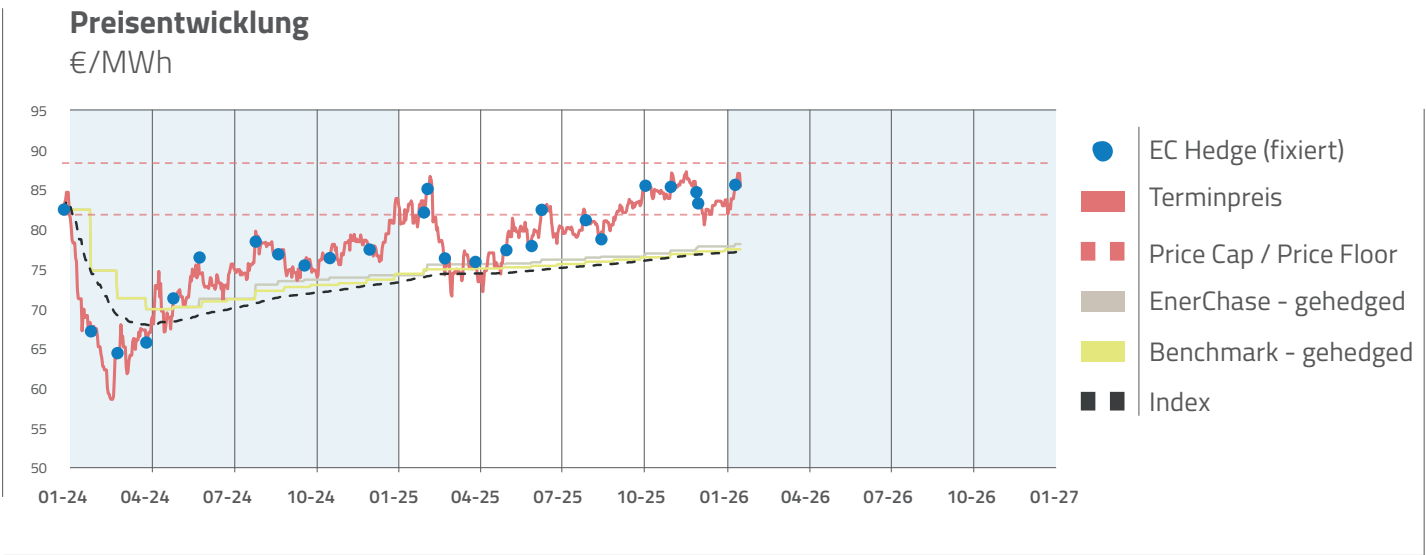
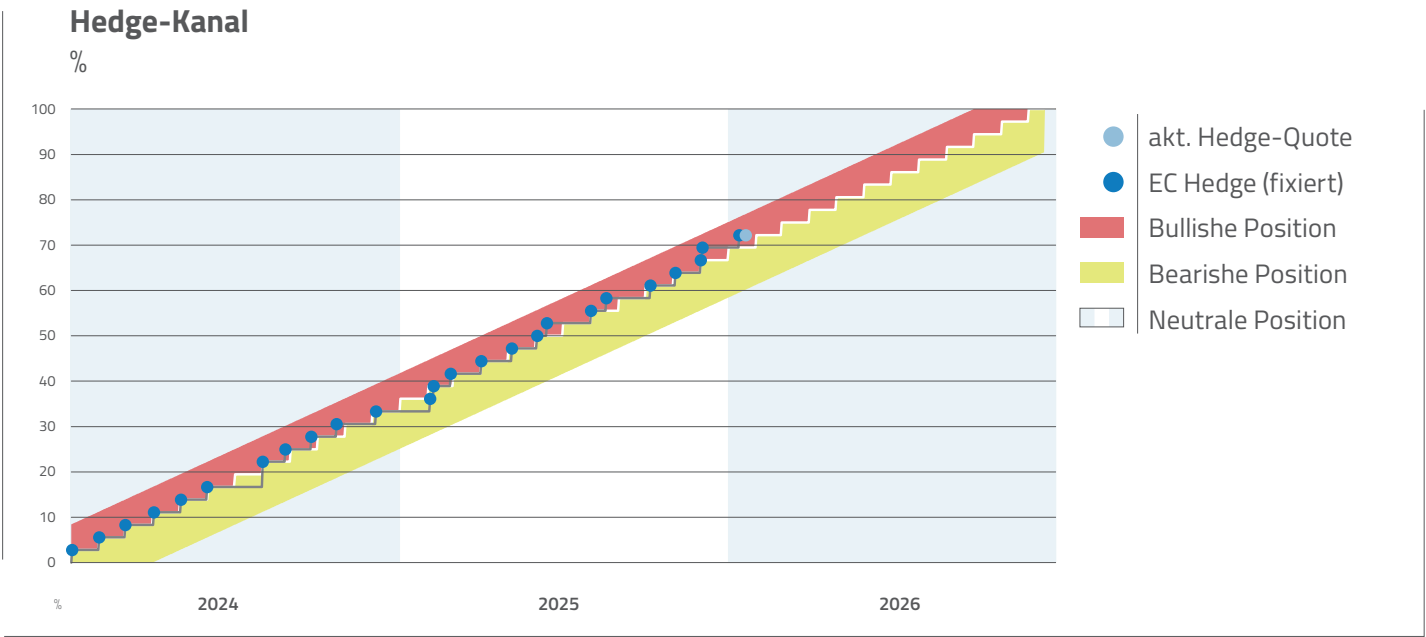


Strom

2027

Nachfolgend ist das Beschaffungsvorgehen über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die mengenmäßige Entwicklung im Hedge-Kanal. Die untere Abbildung

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	26 von 36	72 GWh	72 %	80,30 €/MWh	80,03 €/MWh	1	1	- 27.139 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 13.

[Link zur Deal History](#)

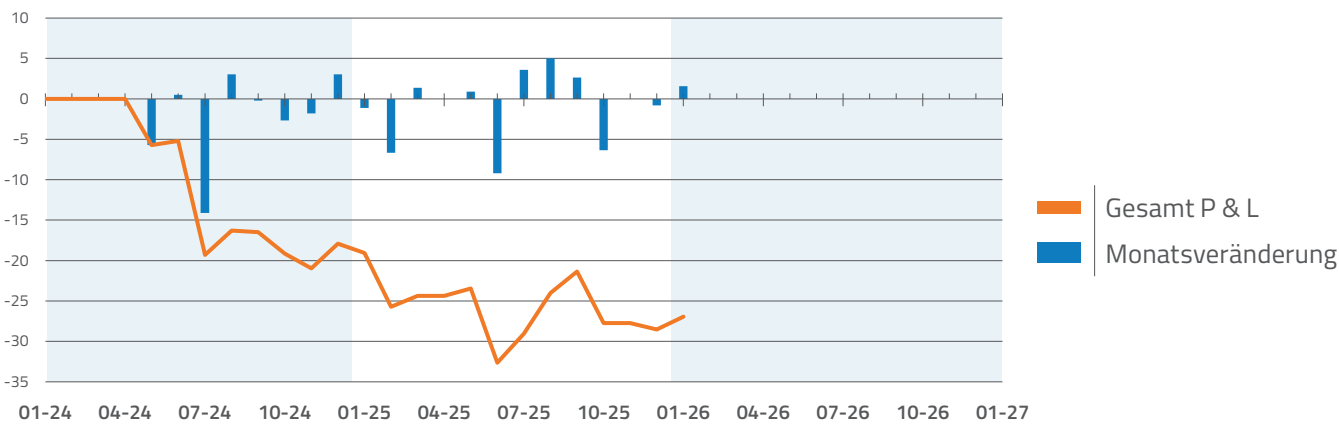
Profit and Loss | Value-at-Risk

2027

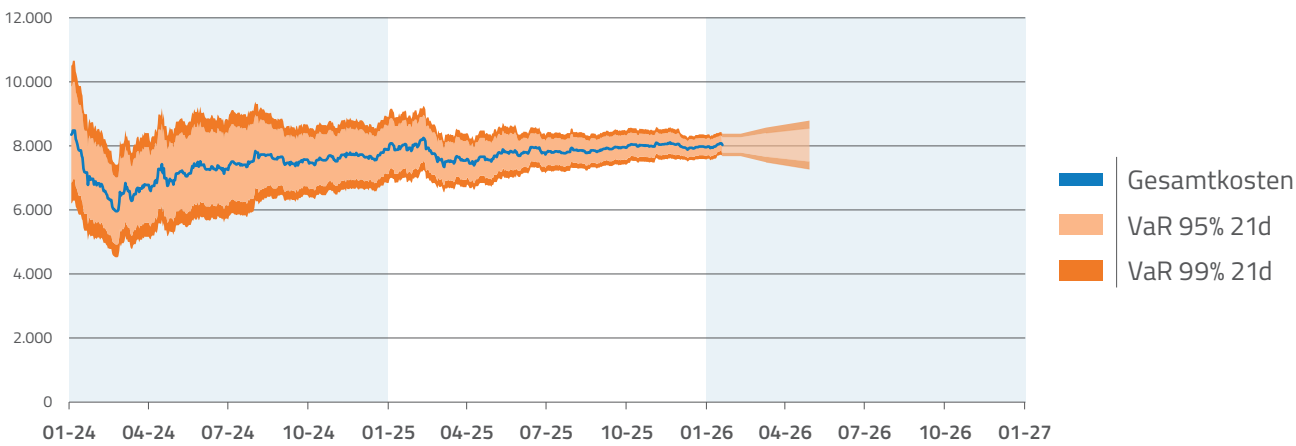
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

Die untere Abbildung zeigt die preisliche Entwicklung der Gesamtkosten und den Value-at-Risk. Zudem wird in der Tabelle der VaR der Gesamtkosten in T€ dargestellt, sowie der VaR der Kosten der offenen Position in €/MWh.

P&L-Entwicklung
T€



VaR der Gesamtkosten
T€



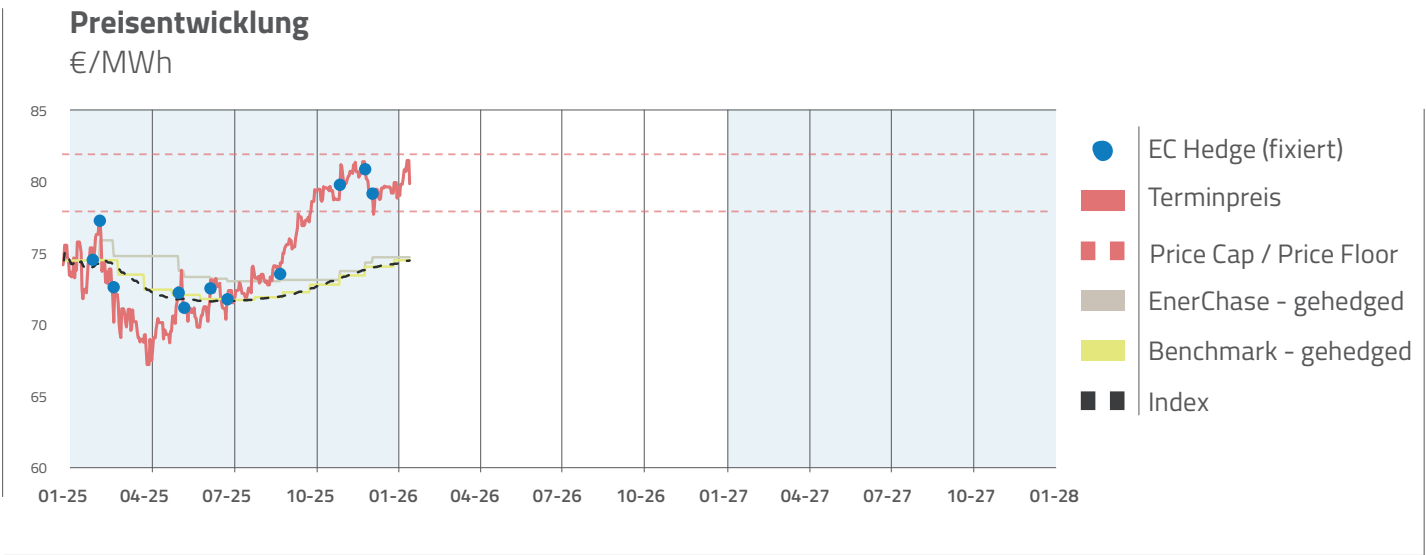
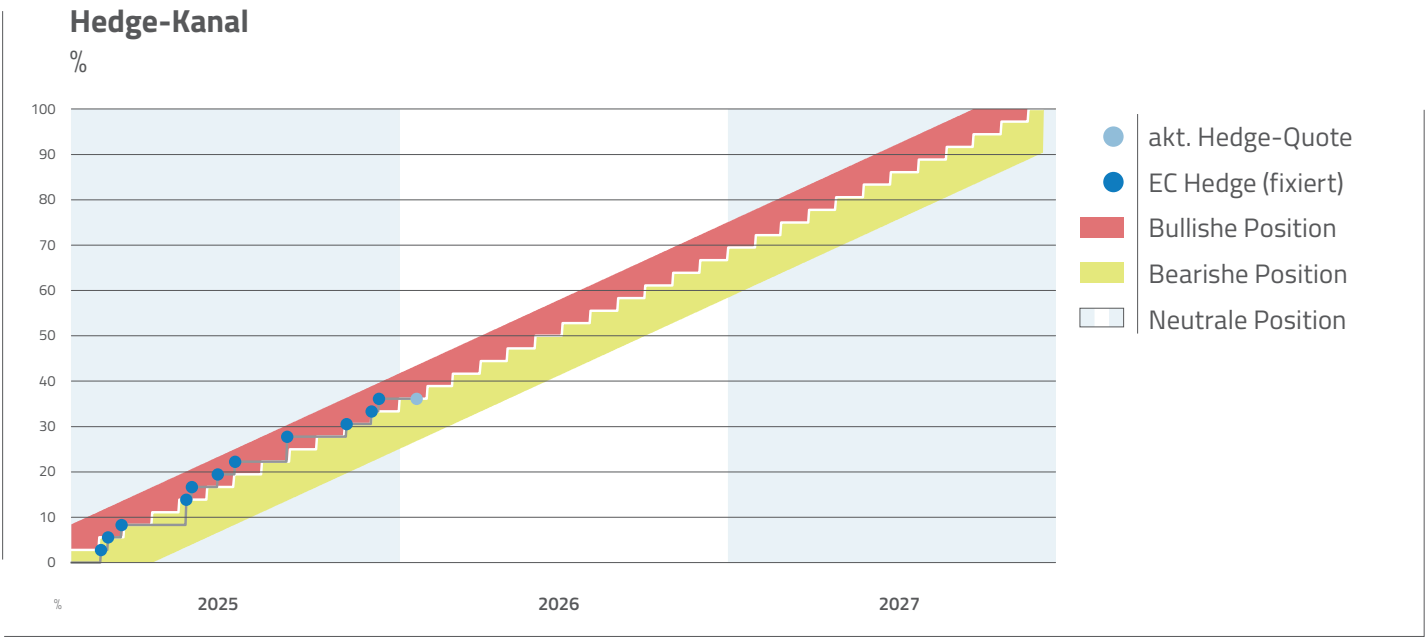
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	8.032 T€	- 27.139 €	7.792 - 8.268 T€ (95%) 7.681 - 8.380 T€ (99%)	7.663 - 8.397 T€ (95%) 7.491 - 8.570 T€ (99%)	7.511 - 8.549 T€ (95%) 7.267 - 8.793 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			76,94 - 94,06 €/MWh (95%) 72,91 - 98,09 €/MWh (99%)	72,29 - 98,71 €/MWh (95%) 66,08 - 104,92 €/MWh (99%)	66,82 - 104,18 €/MWh (95%) 58,03 - 112,97 €/MWh (99%)

Strom

2028

Nachfolgend ist das Beschaffungsvorgehen über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die mengenmäßige Entwicklung im Hedge-Kanal. Die untere Abbildung

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2028	13 von 36	36 GWh	36 %	77,77 €/MWh	77,69 €/MWh	2	2	- 7.111 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 13.

[Link zur Deal History](#)

Profit and Loss | Value-at-Risk

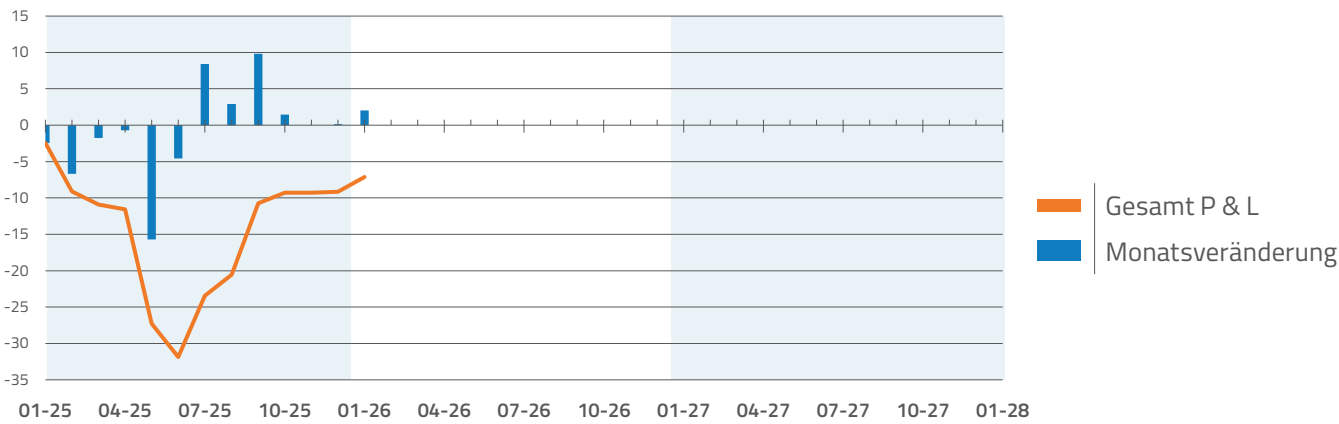
2028

Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

Die untere Abbildung zeigt die preisliche Entwicklung der Gesamtkosten und den Value-at-Risk. Zudem wird in der Tabelle der VaR der Gesamtkosten in T€ dargestellt, sowie der VaR der Kosten der offenen Position in €/MWh.

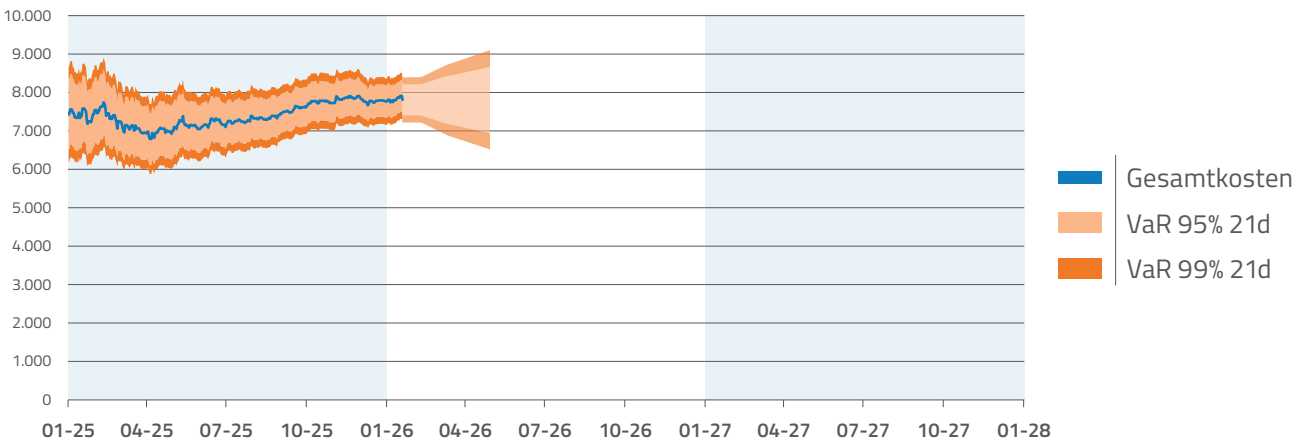
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



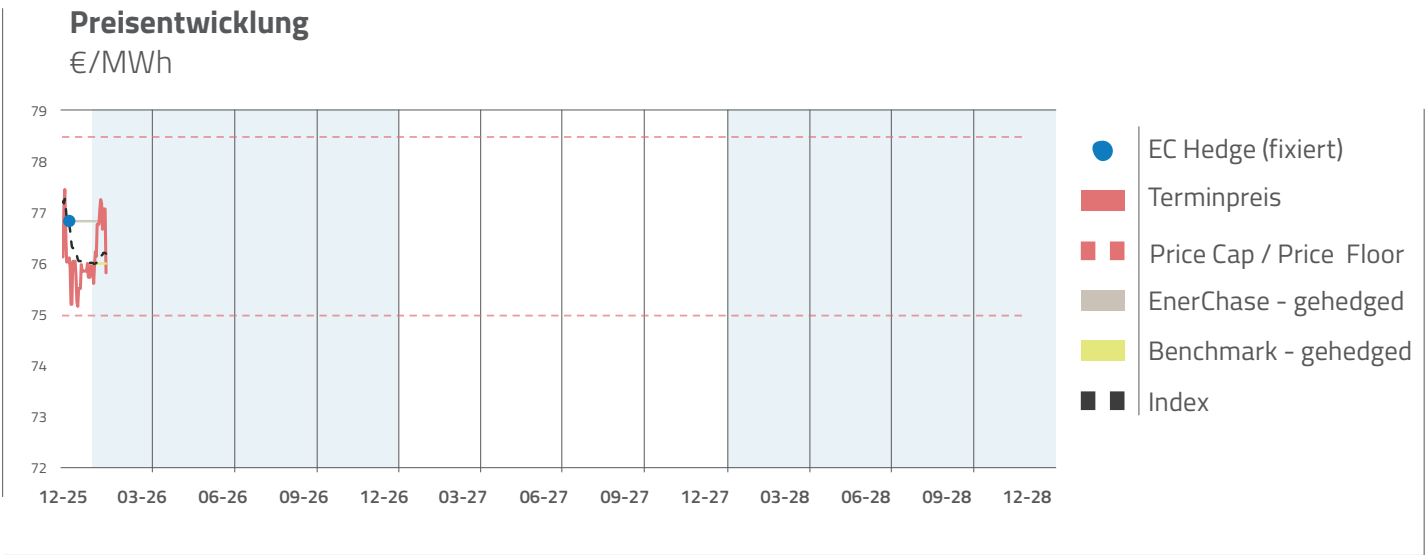
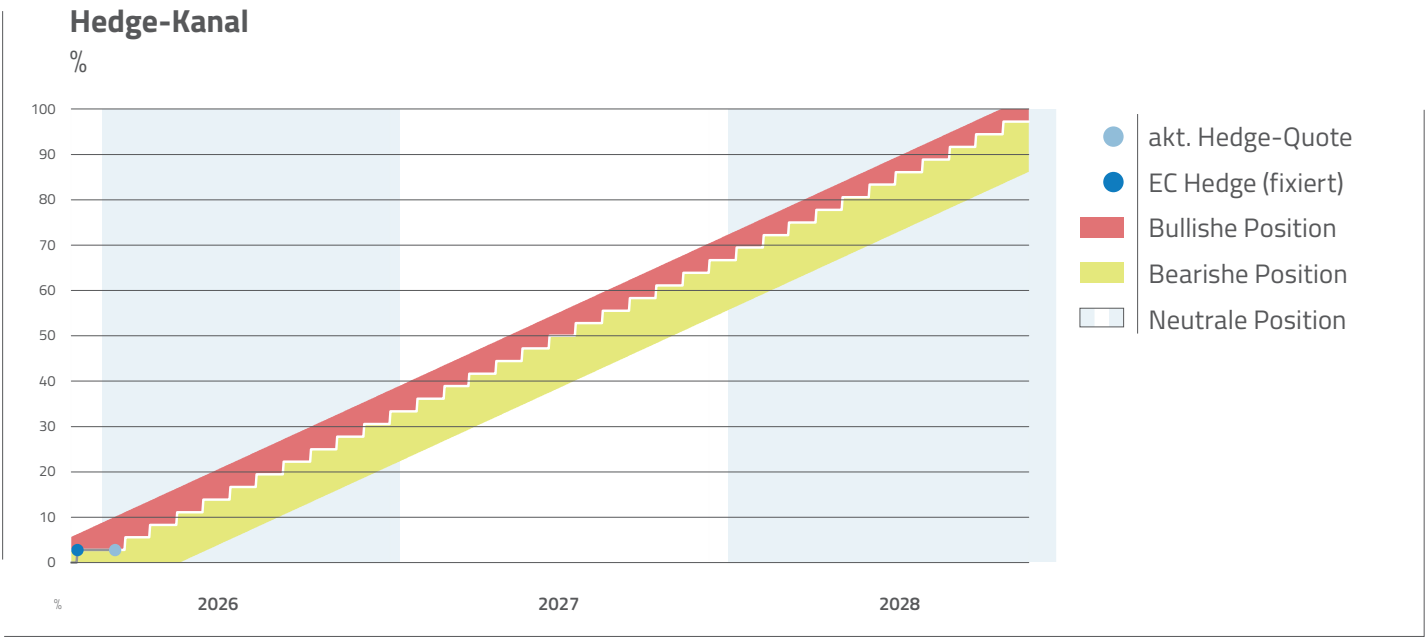
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	7.808 T€	- 7.111 €	7.413 - 8.210 T€ (95%) 7.222 - 8.402 T€ (99%)	7.197 - 8.426 T€ (95%) 6.901 - 8.722 T€ (99%)	6.942 - 8.681 T€ (95%) 6.524 - 9.099 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			73,76 - 86,24 €/MWh (95%) 70,76 - 89,24 €/MWh (99%)	70,38 - 89,62 €/MWh (95%) 65,75 - 94,25 €/MWh (99%)	66,39 - 93,61 €/MWh (95%) 59,84 - 100,16 €/MWh (99%)

Strom

2029

Nachfolgend ist das Beschaffungsvorgehen über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die mengenmäßige Entwicklung im Hedge-Kanal. Die untere Abbildung

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2029	1 von 36	3 GWh	3 %	75,34 €/MWh	75,32 €/MWh	2	2	- 2.306 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 13.

[Link zur Deal History](#)

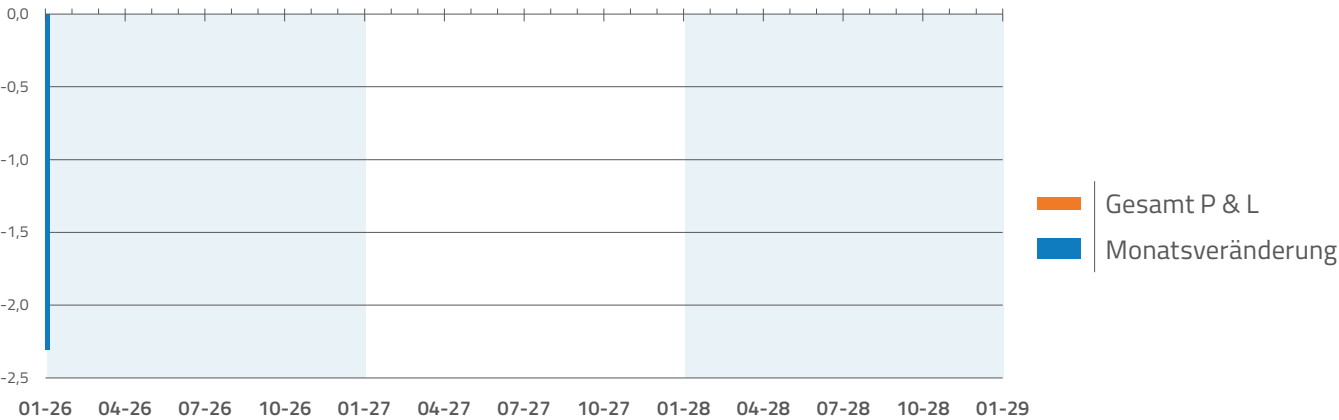
Profit and Loss | Value-at-Risk

2028

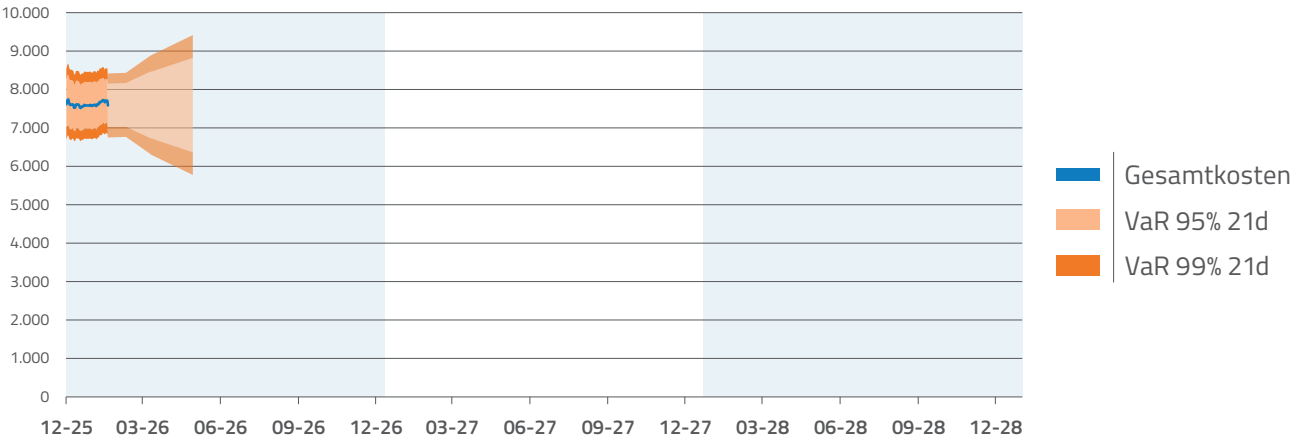
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

Die untere Abbildung zeigt die preisliche Entwicklung der Gesamtkosten und den Value-at-Risk. Zudem wird in der Tabelle der VaR der Gesamtkosten in T€ dargestellt, sowie der VaR der Kosten der offenen Position in €/MWh.

P&L-Entwicklung
T€



VaR der Gesamtkosten
T€



Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2029	7.587 T€	- 2.306 €	7.039 - 8.166 T€ (95%) 6.770 - 8.435 T€ (99%)	6.733 - 8.472 T€ (95%) 6.318 - 8.887 T€ (99%)	6.372 - 8.832 T€ (95%) 5.786 - 9.419 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			70,20 - 81,80 €/MWh (95%) 67,44 - 84,56 €/MWh (99%)	67,05 - 84,95 €/MWh (95%) 62,79 - 89,21 €/MWh (99%)	63,35 - 88,65 €/MWh (95%) 57,31 - 94,69 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 80,30 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 72 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 85,50 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.030 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 77,77 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 36 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 79,45 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.777 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2029 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 75,34 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 3 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 75,30 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.534 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	78,30	74,78	76,85
enerchase - offene Position	85,50	79,45	75,30
enerchase - gesamt	80,30	77,77	75,34
Benchmark - gesamt	80,03	77,69	75,32
enerchase vs. BM - gesamt*	0,27	0,07	0,02
enerchase - gehedged in Y-1	85,74		
enerchase - gehedged in Y-2	81,36	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	74,36	74,78	76,85

*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	72,22	36,11	2,78
enerchase - offene Position	27,78	63,89	97,22
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	30,56	63,89	97,22
enerchase vs. BM - offene Position*	-2,78	0,00	0,00
enerchase - gehedged in Y-1	2,78		
enerchase - gehedged in Y-2	36,11	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	36,11	2,78

*) Negativ = EC long im Vgl. zum BM | Positiv = EC short im Vgl. zum BM

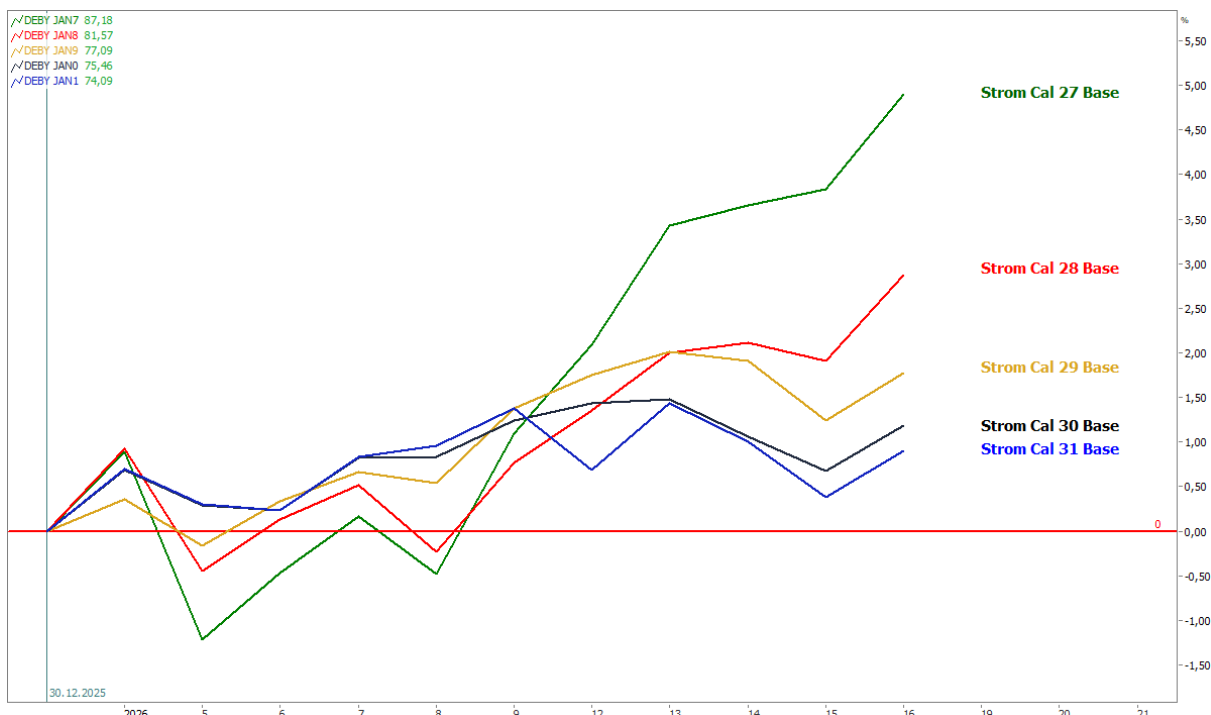
Beschaffungskosten

(in T€)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	5.655	2.701	213
enerchase - offene Position	2.375	5.076	7.321
enerchase - gesamt	8.030	7.777	7.534
Benchmark - gesamt	8.003	7.769	7.532
enerchase vs. BM - gesamt*	27	7	2
enerchase - gehedged in Y-1	238		
enerchase - gehedged in Y-2	2.938	0	
enerchase - gehedged in Y-3	2.479	2.701	213

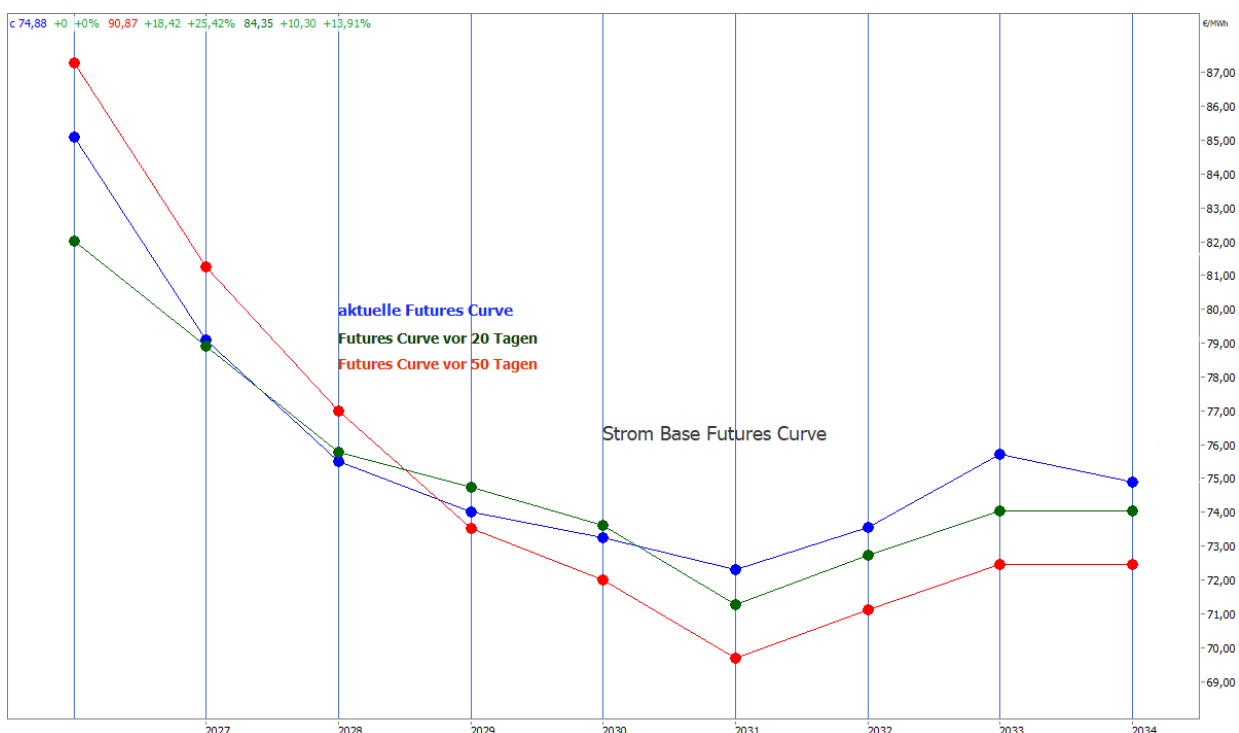
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

Indexierter Preisverlauf Strom Frontjahre Base
(Startpunkt: 01.01.2026) (EEX)

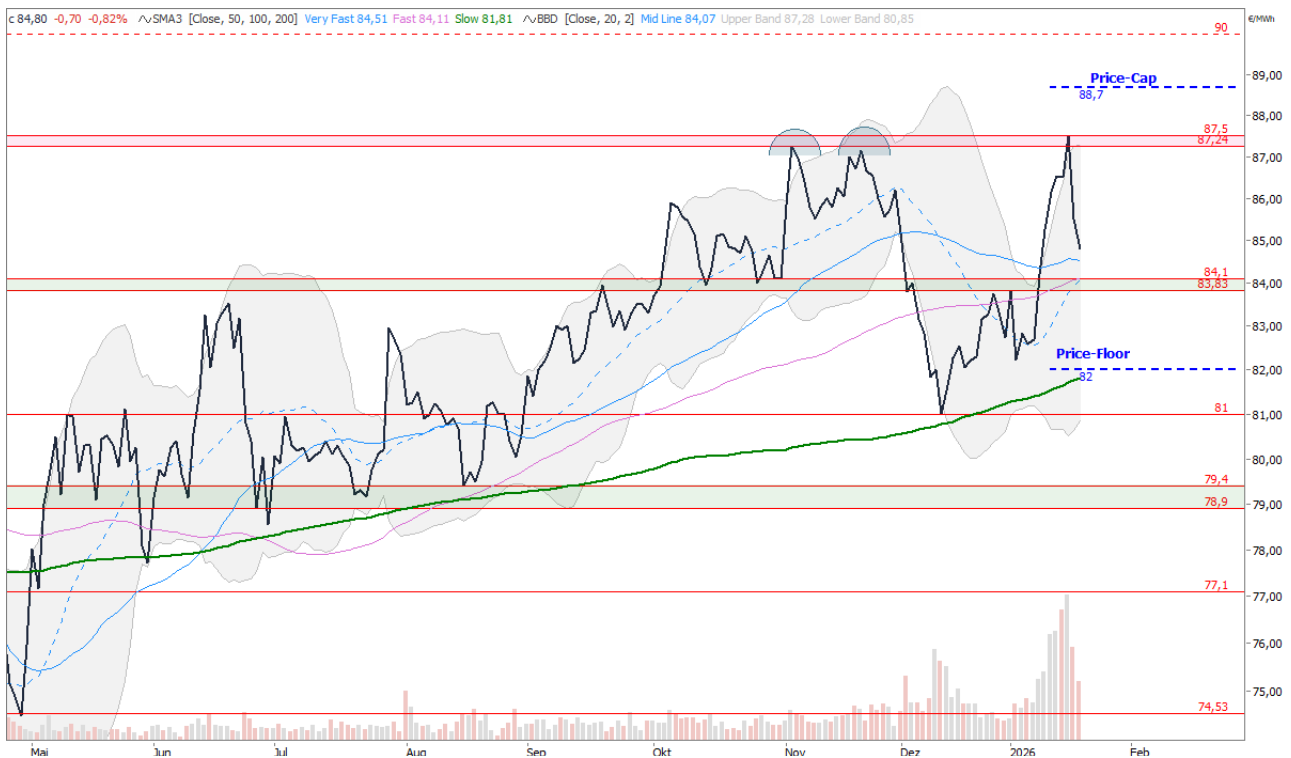


Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 27 Base (EEX)

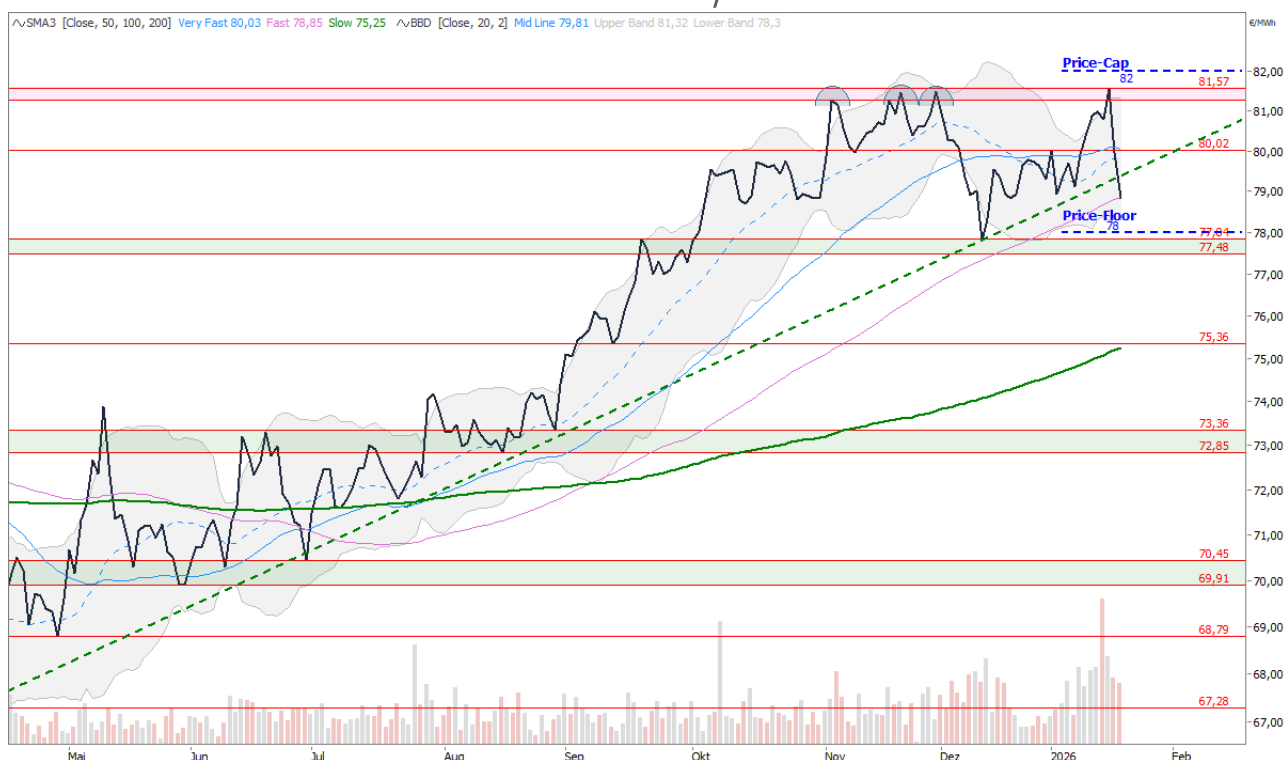


Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily) (EEX)

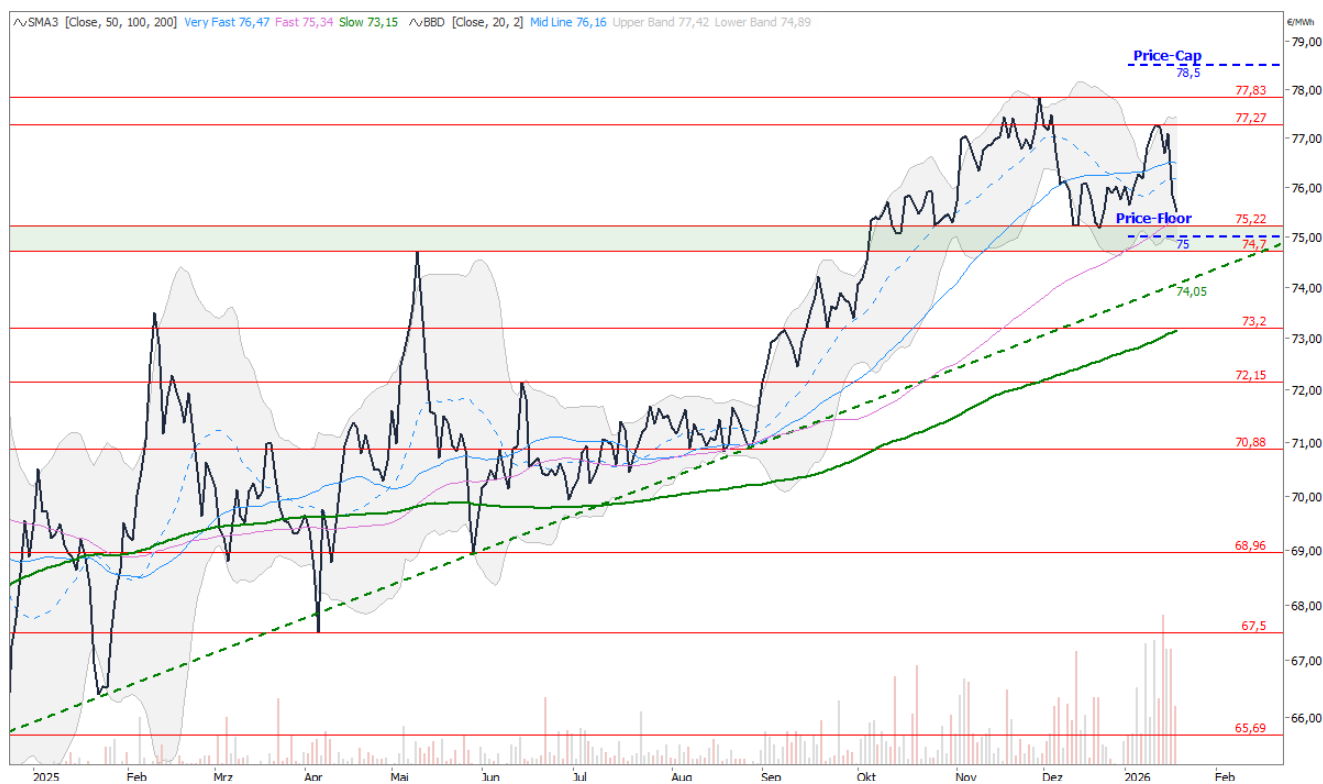


Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 29 Base (Daily) (EEX)



Strom Cal 29 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Deal History Lieferjahr 2027

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
02.01.2024	82,63	02.01.2024	82,63	2.778	0
01.02.2024	67,32	01.02.2024	67,32	2.778	0
01.03.2024	64,56	01.03.2024	64,56	2.778	0
02.04.2024	65,91	02.04.2024	65,91	2.778	0
02.05.2024	71,45	02.05.2024	71,45	2.778	0
31.05.2024	76,60	03.06.2024	74,73	2.778	-5.194
01.08.2024	77,25	01.07.2024	72,68	2.778	-12.694
01.08.2024	79,94	01.08.2024	79,94	2.778	0
26.08.2024	77,01	02.09.2024	76,74	2.778	-750
24.09.2024	75,59	01.10.2024	75,56	2.778	-83
22.10.2024	76,52	01.11.2024	75,72	2.778	-2.222
05.12.2024	77,59	02.12.2024	78,68	2.778	3.028
07.02.2025	85,23	02.01.2025	83,36	2.778	-5.194
03.02.2025	82,26	03.02.2025	82,26	2.778	0
26.02.2025	76,50	03.03.2025	76,05	2.778	-1.250
01.04.2025	76,04	01.04.2025	76,04	2.778	0
05.05.2025	77,51	02.05.2025	77,84	2.778	917
02.06.2025	78,04	02.06.2025	78,93	2.778	2.472
13.06.2025	82,59	01.07.2025	79,69	2.778	-8.056
01.08.2025	81,31	01.08.2025	81,31	2.778	0
18.08.2025	78,90	01.09.2025	81,66	2.778	7.667
06.10.2025	85,65	01.10.2025	83,36	2.778	-6.361
03.11.2025	85,48	03.11.2025	85,48	2.778	0
01.12.2025	84,82	01.12.2025	84,82	2.778	0
03.12.2025	83,40	02.01.2026	83,85	2.778	1.250
13.01.2026	85,74	-	85,50	2.778	-667

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2028

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
11.02.2025	77,35	02.01.2025	74,57	2.778	-7.722
03.02.2025	74,61	03.02.2025	74,61	2.778	0
26.02.2025	72,69	03.03.2025	71,55	2.778	-3.167
09.05.2025	72,29	01.04.2025	69,35	2.778	-8.167
09.05.2025	72,29	02.05.2025	70,67	2.778	-4.500
15.05.2025	71,24	02.06.2025	70,40	2.778	-2.333
13.06.2025	72,60	01.07.2025	71,47	2.778	-3.139
02.07.2025	71,85	01.08.2025	73,32	2.778	4.083
29.08.2025	73,62	01.09.2025	75,09	2.778	4.083
29.08.2025	73,62	01.10.2025	77,79	2.778	11.583
03.11.2025	79,85	03.11.2025	79,85	2.778	0
01.12.2025	80,95	01.12.2025	80,95	2.778	0
09.12.2025	79,24	02.01.2026	80,02	2.778	2.167

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2029

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
08.12.2025	76,85	02.01.2026	76,02	2.778	-2.306

Anhänge

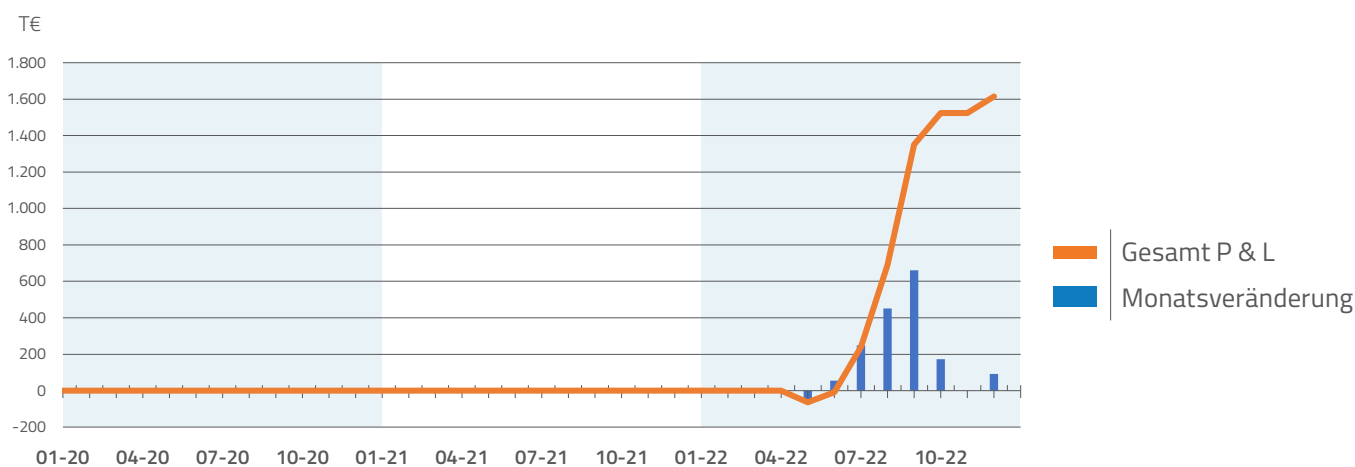
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2023

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2023 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2022 in Summe 1.614.722 Euro. Dies war der höchste Wert

der P&L. Der Minimalwert wurde im Mai 2022 mit einem Minus von 63.889 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im September 2022 mit einem Plus von 660.000 Euro.

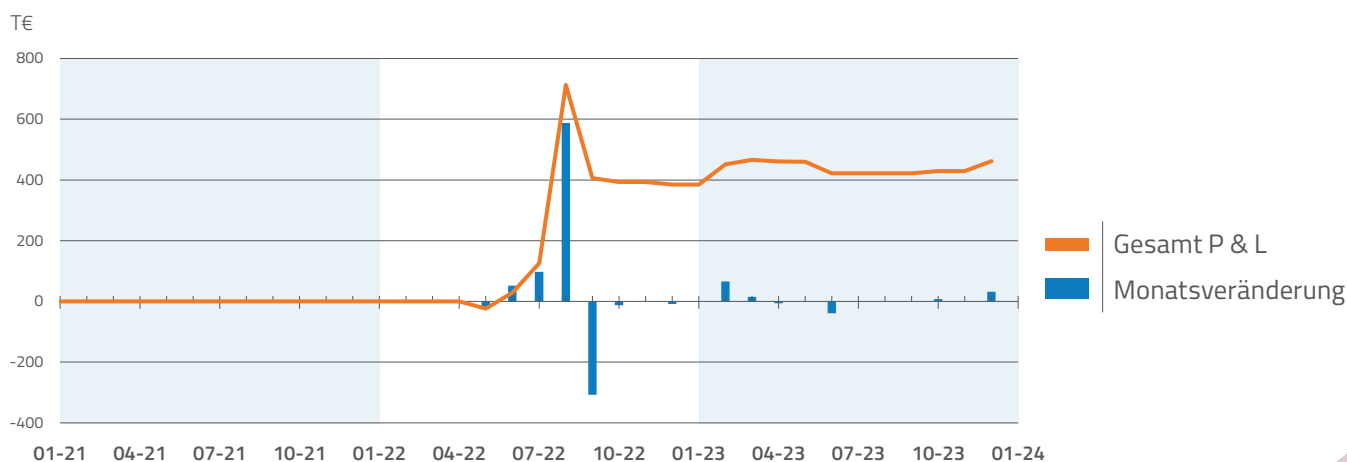


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2024 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2023 in Summe 461.556 Euro. Dies war der höchste Wert

der P&L. Der Minimalwert wurde im Mai 2022 mit einem Minus von 23.611 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im August 2022 mit einem Plus von 587.222 Euro.



Anhänge

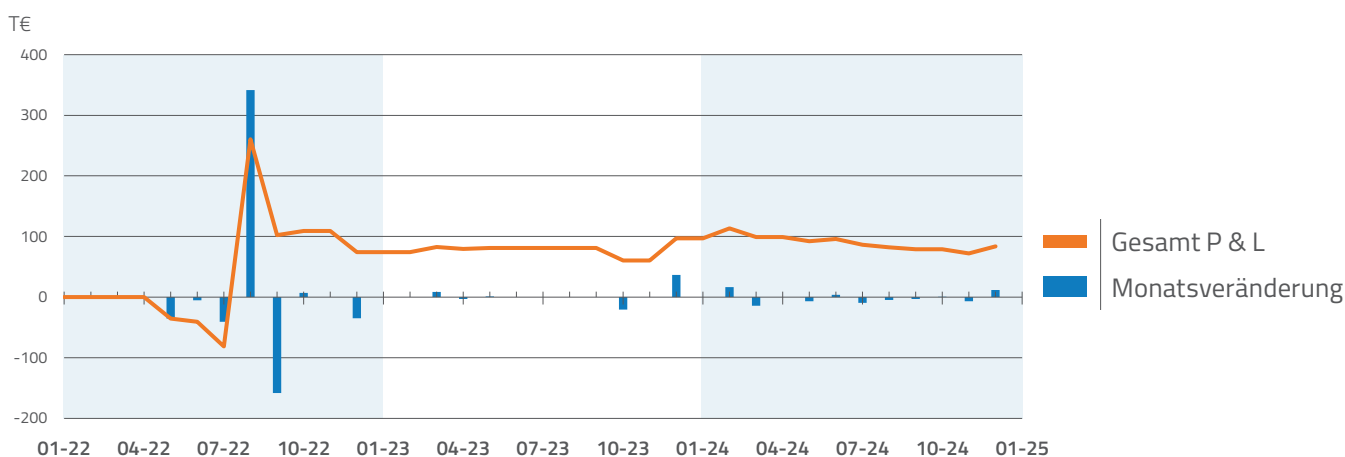
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2025

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2025 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2024 in Summe 83.944 Euro. Der höchste Wert der P&L wurde im August 2022 mit einem Plus von 260.417

Euro erreicht. Der Minimalwert wurde im Juli 2022 mit einem Minus von 81.250 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im August 2022 mit einem Plus von 341.667 Euro. Der größte Verlust war im September 2022 mit einem Minus von 158.333 Euro.

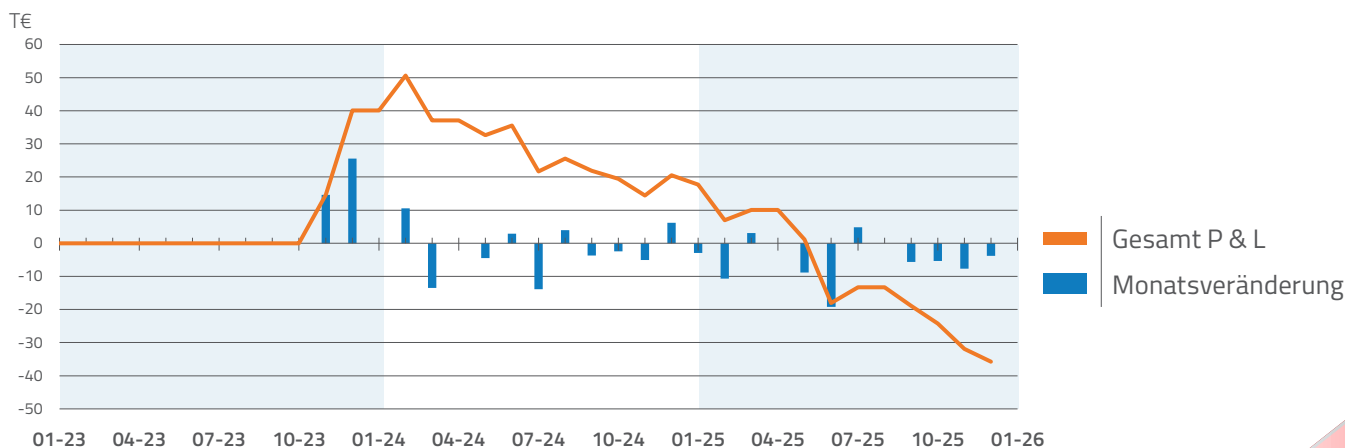


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2026

T€

Unser Verlust bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2026 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2025 in Summe 35.750 Euro. Der höchste Wert der P&L wurde im Februar 2024 mit einem Plus von 50.611

Euro erreicht. Der Minimalwert wurde im Dezember 2025 mit einem Minus von 35.750 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im Dezember 2023 mit einem Plus von 25.528 Euro. Der größte Verlust war im Juni 2025 mit einem Minus von 19.222 Euro.



Anhänge

Erläuterung der Strategie

Die Portfoliostrategie verfolgt die Preisfixierung „im Markt“ und damit die zeitliche Diversifizierung von Einkaufszeitpunkten vor dem Hintergrund einer Risikoabsicherung. Gewählt wurde ein linearer Hedge-Kanal über drei Jahre vor Lieferbeginn mit einer Hedge-Kanalbreite von drei Tranchen nach oben und drei Tranchen nach unten. Die maximale Obergrenze sind 100 Prozent der Jahresbedarfsmenge, die Untergrenze sind 0 Prozent.

Die Mittellinie des Hedge-Kanals beschreibt den neutralen Fixierungspfad (theoretischer Hedge) und kann auch als Benchmark betrachtet werden.

Über die Fixierung der Tranchen wird in einem mehrstufigen Verfahren entschieden:

Schritt 1: Strategie - Tranchen-Freigabe

Zu Beginn des Beschaffungszeitraumes werden drei Tranchen auf einmal freigegeben. Danach wird in monatlichen Zeitabständen jeweils eine weitere Tranche freigegeben.

Es ist begrifflich zwischen der „Freigabe einer Tranche“ und der „Aktivierung einer Tranche“ zu unterscheiden:

a) Die Freigabe einer Tranche bedeutet, dass die Tranche zur Fixierung zur Verfügung steht. Nur freigegebene Tranchen können fixiert werden. Es ist nicht zulässig, Tranchen zu fixieren, die noch nicht freigegeben wurden, da sonst der Hedge-Kanal verlassen wird.

b) Die Aktivierung einer Tranche bedeutet, dass eine Tranchenfixierung vorgenommen werden soll. Entweder über die sofortige Schließung einer Tranche oder über die Definition eines Beschaffungs-Setups (siehe Schritt 3).

Schritt 2: Taktik - Positionierung im Hedge-Kanal

■ Fall 1: Steigende Preiserwartung

Im Falle einer steigenden Preiserwartung (Aufwärtstrend) wird eine Positionierung im oberen Bereich des Hedge-Kanals angestrebt, also oberhalb der Benchmark. Das bedeutet, dass im Rahmen der zuvor abgestimmten Flexibilität mehrere Tranchen in einem Beschaffungszeitfenster aktiviert und fixiert werden können (simultan oder auch gesplittet), ohne dabei die obere Grenze des Hedge-Kanals zu überschreiten. Eine Verletzung der Hedge-Kanal-Obergrenze ist nicht zulässig.

■ Fall 2: Neutrale Preiserwartung

Im Falle einer neutralen Preiserwartung, also wenn keine klare steigende oder fallende Tendenz (Trendanalyse) im Markt erkennbar ist, wird eine Positionierung in der Mitte des Hedge-Kanals angestrebt, soweit möglich also auf der Benchmark. Dazu werden Tranchen direkt nach der Freigabe aktiviert (siehe Schritt 3).

■ Fall 3: Fallende Preiserwartung

Im Falle einer fallenden Preiserwartung (Abwärtstrend) wird eine Positionierung im unteren Bereich des Hedge-Kanals angestrebt, also unter der Benchmark. Dazu werden bereits freigegebene Tranchen im Beschaffungszeitfenster später aktiviert (siehe Schritt 3). Wird die untere Grenze des Hedge-Kanals erreicht, muss eine Tranche unabhängig von der Markterwartung innerhalb von 2 Handelstagen fixiert werden, um

innerhalb des Kanals zu verbleiben. Eine Verletzung der Hedge-Kanal-Untergrenze ist nicht zulässig.

Da fixierte Tranchen in der Regel nicht wieder gelöst werden können, ist eine sofortige Positionierung im unteren Bereich des Kanals unter Umständen nicht möglich, sondern ergibt sich erst im Zeitablauf durch Auslassen von Fixierungen.

Schritt 3: Timing - Aktivierung der Tranche

Wenn eine oder mehrere Tranchen aktiviert werden, gibt es zwei mögliche Handlungsalternativen:

1. Alternative: Die Tranche(n) wird/werden innerhalb von 2 Handelstagen fixiert (Market Order).
2. Alternative: Für die aktivierte(n) Tranche(n) wird ein Beschaffungs-Setup definiert. Dieses Setup besteht aus den Preis-Triggern „Price-Cap“ und „Price-Floor“.

Der „Price-Cap“ gibt eine obere Preisgrenze an, bei deren Erreichen die Tranche fixiert werden soll. Im Vergleich zum Zeitpunkt der Tranchen-Aktivierung wird dann zu einem teureren Preis fixiert.

Der „Price-Floor“ gibt eine untere Preisgrenze an, bei deren Erreichen die Tranche fixiert wird. Im Vergleich zum Zeitpunkt der Tranchen-Aktivierung wird dann zu einem günstigeren Preis fixiert.

Maßgeblich für den Price-Cap sind die Tagesschlusskurse an der EEX. Für den Price-Floor sind die Tagesschlusskurse und Tagestiefs an der EEX entscheidend. Sollte kein Tagesschlusskurs vorliegen, wird ersatzweise auf den Settlementpreis abgestellt. Bei Erreichen eines Preis-Trigger soll am folgenden Handelstag die Tranche am Vormittag geschlossen werden (siehe Schritt 4).

Bei Erreichen der Preis-Trigger innerhalb eines Handelstages ist auch ein sofortiges Schließen der Tranche möglich.

Werden die Preis-Trigger im Laufe des Monats nicht erreicht und ist die untere Hedge-Kanal-Begrenzung noch nicht überschritten, bleibt die Tranche aktiviert und wird mit in den nächsten Monat übernommen.

Risiko-Hinweis: In bestimmten Marktsituationen kann es vorkommen, dass sich die Marktpreise nach Erreichen einer Trigger-Marke sehr schnell in Ausbruchsrichtung weiterbewegen und die Tranchen-Fixierung zu einem deutlich höheren Preis erfolgen muss (Slippage). Das Definieren von „Price-Cap“-Marken garantiert also nicht das Erreichen eines bestimmten Tranchen-Preises. Das Risiko steigt mit zunehmender Dauer zwischen dem Erreichen des Triggers und der Ausführung der Tranchen-Fixierung.

Schritt 4: Fixierung der Tranche

Die Tranchenfixierung erfolgt am Vormittag zu EEX-Ask-Handelspreisen. Sollte kein Kurs verfügbar sein, wird zum nächstmöglichen Zeitpunkt fixiert.

Haben Sie Fragen oder wünschen Sie individuelle Anpassungen für Ihre Beschaffungsstrategie? EnerChase berät Sie gerne und unterstützt Sie bei der Erstellung Ihres Risiko- und Beschaffungshandbuchs.

Anhänge

Disclaimer / Impressum

Herausgeber:

EnerChase GmbH & CO. KG, Taubnesselweg 5, 47877 Willich, Deutschland

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.

Marktdaten bereitgestellt von ICE Data Services

Risikohinweise

Die genannten Stoppsymbole und Kursziele sind als Orientierungspunkte und Anlaufzonen zu verstehen und hängen maßgeblich vom eigenen Risiko- und Moneymanagement ab.

Bitte achten Sie auf die genannten Unterstützungen und Widerstände, sie können entscheidende Marken für die weitere Kursentwicklung darstellen. Setzen Sie zudem bei Ihren Handelsaktivitäten selbstständig Ihren Stopp in Abhängigkeit von Ihrer Positionsgröße und Ihres zur Verfügung stehenden Risikokapitals!

Keine Anlageberatung

Die Inhalte unserer Analysen dienen lediglich der Information und stellen keine individuelle Anlageberatung, Empfehlung oder Aufforderung zum Kauf oder Verkauf von Energie oder Derivaten dar.

Haftungsausschluss

Die EnerChase übernimmt in jedem Fall weder eine Haftung für Ungenauigkeiten, Fehler oder Verzögerungen noch für fehlende Informationen oder deren fehlerhafte Übermittlung. Handlungen oder unterlassene Handlungen basierend auf den von der EnerChase veröffentlichten Analysen geschehen auf eigene Verantwortung. Es wird jegliche Haftung seitens EnerChase ausgeschlossen, sowohl für direkte wie auch für indirekte Schäden und Folgeschäden, welche im Zusammenhang mit der Verwendung der Informationen entstehen können.

Nutzungsbedingungen / Disclaimer

Die Analysen der EnerChase GmbH & Co. KG (im Folgenden „EnerChase“) richten sich an institutionelle professionelle Marktteilnehmer. Die Analysen von EnerChase 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 EnerChase 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. Die Analysen beinhalten die subjektive Auffassung des Autors zum Energiemarkt aufgrund der ihm tatsächlich zur Verfügung stehenden Daten und Informationen, geben mithin sowohl hinsichtlich der Herkunft der Daten und Informationen als auch der hierauf aufbauenden Prognose den subjektiven Blick des Autors auf das Marktgeschehen wider im Zeitpunkt der Erstellung der jeweiligen Analyse.

1. Haftungsbeschränkung EnerChase

Wir übernehmen 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 bewährten. Die Informationen und Prognosen auf der Website sowie in dieser Analyse 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 dieser Analyse, der Webseite oder des MarketLetters erfolgt auf eigene Gefahr des Nutzers.

2. Schutzrechte

Eine vollständige oder teilweise Reproduktion, Übertragung (auf elektronischem oder anderem Wege), Änderung, Nutzung der Analysen oder ein Verweis darauf für allgemeine oder kommerzielle Zwecke ist ohne unsere vorherige schriftliche Zustimmung nicht gestattet. Die genannten und ggf. durch Dritte geschützten Marken- und Warenzeichen unterliegen uneingeschränkt den Bestimmungen des jeweils gültigen Kennzeichenrechts und den Besitzrechten der jeweiligen eingetragenen Berechtigten. Allein aufgrund der bloßen Nennung ist nicht der Schluss zu ziehen, dass Markenzeichen nicht durch Rechte Dritter geschützt sind. Die Autoren von EnerChase beachten in allen Publikationen die Urheberrechte der verwendeten Grafiken und Texte. Sie nutzen eigenhändig erstellte Grafiken und Texte oder greifen auf lizenzfreie Grafiken und Texte zurück. Bei Bekanntwerden von Urheberrechtsverletzungen werden derartige Inhalte umgehend entfernt. Jede vom deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht nicht zugelassene Verwertung bedarf der vorherigen schriftlichen Zustimmung des Anbieters oder jeweiligen Rechteinhabers. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Einspeicherung, Verarbeitung bzw. Wiedergabe von Inhalten in Datenbanken oder anderen elektronischen Medien und Systemen. Die unerlaubte Vervielfältigung oder Weitergabe einzelner Inhalte oder kompletter Seiten ist nicht gestattet und strafbar. Der Inhalt der Analysen darf nicht kopiert, verbreitet, verändert oder Dritten zugänglich gemacht werden.

3. Hinweis nach § 85 WpHG

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

Es liegen zum Zeitpunkt der Analyseerstellung keine Interessenkonflikte seitens der EnerChase, der Gesellschafter, des Autors Stefan Küster oder verbundener Unternehmen vor (Offenlegung gemäß § 85 WpHG wegen möglicher Interessenkonflikte).

Eine Weitergabe der Inhalte an Unternehmen oder Unternehmensteile, die Finanzportfolioverwaltung oder unabhängige Honorar-Anlageberatung erbringen, ist nur gestattet, wenn mit EnerChase hierfür eine Vergütung vereinbart wurde. Die Informationen und Analysen sind nicht für Privatpersonen bestimmt.

EnerChase GmbH & CO. KG
Taubnesselweg 5
47877 Willich
Deutschland
+49 2154 880 938 0

research@enerchase.de