

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Die Eskalation zwischen den USA und dem Iran hält an, in der zehnten Nacht in Folge griffen US-Streitkräfte erneut Ziele im Iran an, während Irans Präsident Peseschkian von einem „vollumfänglichen Krieg“ sprach. Seit dem 11. Juli passieren keine LNG-Tanker mehr die Straße von Hormus, der Wiederhochlauf von Ras Laffan stockt und die europäischen LNG-Importe dürften auf den niedrigsten Stand seit September 2021 fallen. Am CO2-Markt sorgte die EU-ETS-Reform am Freitag zunächst für Volatilität, der EUA Dez.-26-Future sprang erst am Montag um 5,6 Prozent nach oben. Konjunkturrell hellt sich das globale Bild leicht auf, angeführt von starken chinesischen Außenhandelsdaten. Charttechnisch bleiben alle drei Strom-Frontjahre bullish. In dieser bullischen Gesamtlage wollen wir bei einem Rücksetzer eine Long-Position zur Benchmark eingehen und setzen die Trigger-Marken der Beschaffungssetups hoch. Aufgrund des Downside-Risikos bei einer Einigung in Nahost begrenzen wir uns aber auf eine Tranche.

Beschaffungstelegramm Cal 27: 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 2 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 01.07.2026 +++ letzter Fixierungspreis: 92,41 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 83,88 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 105,63 €/MWh (Schlusskurs 20.07.2026) +++ aktuelle Hedge-Quote 86 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

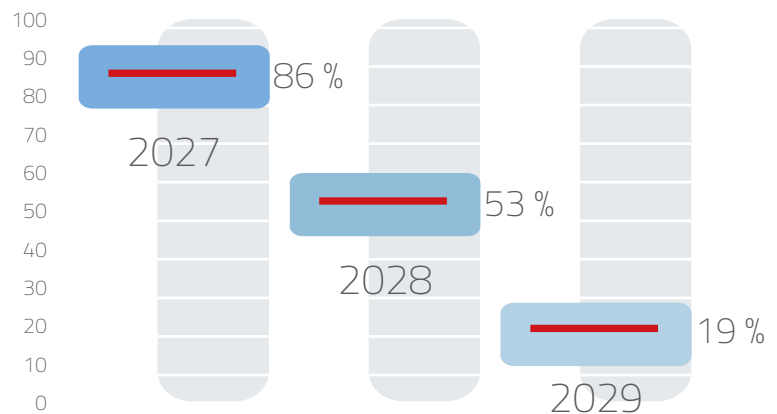
Inhalt

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: Chinas Außenhandel lieferte im Juni mit einem Exportplus von 27 Prozent und einem Importsprung von 36 Prozent gegenüber dem Vorjahr die höchsten Wachstumsraten seit 2021, getragen von Investitionen in KI-Infrastruktur und einer robusten Nachfrage nach Halbleitern. Das BIP-Wachstum verlangsamte sich im zweiten Quartal zwar auf 4,3 Prozent gegenüber dem Vorjahr, das schwächste Tempo seit dem vierten Quartal 2022, doch der BIP-Deflator drehte mit plus 1,6 Prozent erstmals seit geraumer Zeit ins Positive, weshalb das Statistikamt zu weiteren „antizyklischen und zyklusübergreifenden Anpassungsmaßnahmen“ aufrief. In den USA sank die Teuerungsrate im Juni überraschend deutlich auf 3,5 Prozent von 4,2 Prozent im Mai, der stärkste monatliche Rückgang seit April 2020 und klar unter den Erwartungen von 3,8 Prozent, wobei vor allem die nach dem zwischenzeitlichen Waffenstillstand zwischen den USA und Iran gesunkenen Energiepreise den Ausschlag gaben. Zusätzliche Unterstützung lieferte der solide Start der US-Berichtssaison bei den Großbanken trotz enttäuschender Zahlen von IBM sowie die erneute Stärke bei Chipwerten. In der Eurozone hellten sich die ZEW-Konjunkturerwartungen im Juli auf 23,4 Punkte auf, nach 9,5 im Juni, während der Lageindikator

mit minus 37,7 Punkten trotz der leichten Verbesserung tief im negativen Bereich verharrt. In Deutschland sprangen die ZEW-Konjunkturerwartungen im gleichen Zeitraum auf 26,3 Punkte, nach 10,5 im Juni, wozu ZEW-Präsident Achim Wambach erklärte: „Das Reformpaket scheint Wirkung zu zeigen. Insbesondere die exportorientierten Sektoren, sowie die Binnennachfrage verzeichnen stabile Zuwächse.“

Fundamental: Nach dem Wiederaufflammen der Kämpfe in Nahost griffen US-Streitkräfte in der zehnten Nacht in Folge erneut militärische Ziele im Iran an, während zwei Öltanker beim Versuch, die Straße von Hormus zu verlassen, vom Iran beschossen wurden. Irans Präsident Massud Peseschkian sprach von einem „vollumfänglichen Krieg“ mit den USA, zudem drohen die vom Iran gesteuerten Huthi-Milizen Saudi-Arabien mit einer Blockade im Roten Meer, was eine zusätzliche Eskalationsfront eröffnen würde. Seit dem 11. Juli passieren keine LNG-Tanker mehr die Straße von Hormus, wodurch sich beladene wie unbeladene Schiffe im Golf stauen und der Wiederhochlauf der weltgrößten LNG-Anlage Ras Laffan, laut Satellitendaten nur noch mit drei aktiven Verflüssigungsanlagen, ins Stocken gerät. Die europäischen LNG-Importe dürften

dieser Woche um 16 Prozent einbrechen und damit den niedrigsten Stand seit September 2021 markieren, während die europäischen Gasspeicher mit einem Rückstand von knapp 11 Prozentpunkten gegenüber dem Vorjahr weiterhin deutlich hinter dem Soll liegen. Am CO₂-Markt sorgte die am Freitag vorgestellte EU-ETS-Reform mit einem zwischen 2031 und 2035 auf 3,7 Prozent und danach auf 1,7 Prozent gesenkten linearen Reduktionsfaktor, verlängerten kostenlosen Zuteilungen und einem mit 400 Millionen Zertifikaten ausgestatteten Investitionsmechanismus zunächst für eine starke Volatilität, der EUA Dez. 26-Future schloss aber nahezu unverändert. Nachdem sich über das Wochenende die Einschätzung durchsetzte, dass die Reform kurzfristig kaum Entlastung bringt und das Angebot bis 2028 knapp bleibt, sprang der Kontrakt am Montag um 5,6 Prozent.

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Die drei Strom Frontjahre im Base befinden sich allesamt oberhalb ihrer steigenden 200-Tage-Linien. Der übergeordnete langfristige Aufwärtstrend ist also in allen drei Kalenderjahren intakt. Ein Rutsch unter die 200-Tage-Linie ist häufig nur von kurzer Dauer (siehe 3-Jahres-Charts).

(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)

Das **Strom Cal 27 Base** befindet sich seit April in einem intakten Aufwärtstrend. Die korrespondierende grüne Trendlinie verläuft bei 93,4 Euro/MWh und der Kurs hat sich zunehmend von dieser nach oben hin abgesetzt. Im Liniendiagramm wurden die Hochs aus März (dem bisherigen Höhepunkt des USA-Iran-Krieges) bereits überwunden und auch der Anstieg über die 100-Euro-Marke erfolgte dynamisch. Neue höhere Hochs signalisieren in der Technischen Analyse eine Fortsetzung des Aufwärtstrends und sind damit bullish zu interpretieren. Die Marktteilnehmer sind bereit, immer mehr für Strom zu bezahlen und die Nachfrage an der EEX übersteigt das Angebot. Im Falle von Kursrücksetzern stellt das Märzhoch bei 104 Euro/MWh nun den ersten Support dar, gefolgt von der psychologischen 100-Euro-Marke.

Das **Strom Cal 28 Base** befindet sich seit Mitte Februar in einem intakten mittelfristigen Aufwärtstrend, gekennzeichnet durch eine Abfolge steigender Hochs und steigender Tiefs. Mitte Mai wurde die wichtige Widerstandszone bei 80 Euro/MWh überschritten und konnte einem Retest von oben Anfang Juni standhalten. Der nächste Widerstand

bei 83,19 Euro/MWh und die 85-Euro-Marke wurden ebenfalls aus dem Spiel genommen, womit sich die charttechnische Gesamtlage bullish präsentiert. Im Falle von Kursrücksetzern bietet der grün gestrichelte Aufwärtstrend bei aktuell 83,06 Euro/MWh einen soliden Support, auf welchem Kaufinteresse zu spüren sein dürfte.

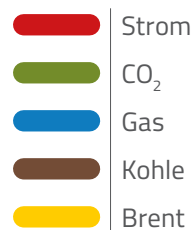
Das **Strom Cal 29 Base** bildete im Februar und März einen Doppelboden aus. In den Monaten April und Mai durchlebte der Strom-Future zunächst eine wenig volatile Durststrecke. Ende Mai kam dann wieder Schwung auf und die 75-Euro-Marke wurde erneut von unten getestet. Mitte Juni kam es schlussendlich zum Durchbruch, womit der Aufwärtstrend seit der Ausprägung des Doppelbodens bestätigt wird. Die nächste starke Widerstandszone im Bereich der Hochpunkte aus Q4/2025 bei rund 77,50 Euro/MWh wurde im Rahmen der derzeitigen Aufwärtssynamik ebenfalls überschritten. Im Falle von Kursrücksetzern stellt die 75-Euro-Marke in Kombination mit der grün gestrichelten Aufwärtstrendgeraden bei aktuell 75,23 Euro/MWh und der steigenden 200-Tage-Linie bei aktuell 74,44 Euro/MWh einen stabilen Support dar.

Fazit (Charttechnik): Die Charttechnik stellt sich bei den Strom Frontjahren weiter bullish dar. Das Kaufinteresse nahm zuletzt spürbar zu. Die Kurse befinden sich oberhalb der steigenden 20-, 50- und 200-Tage-Linien, was einen intakten kurz-, mittel- und langfristigen Aufwärtstrend beschreibt.

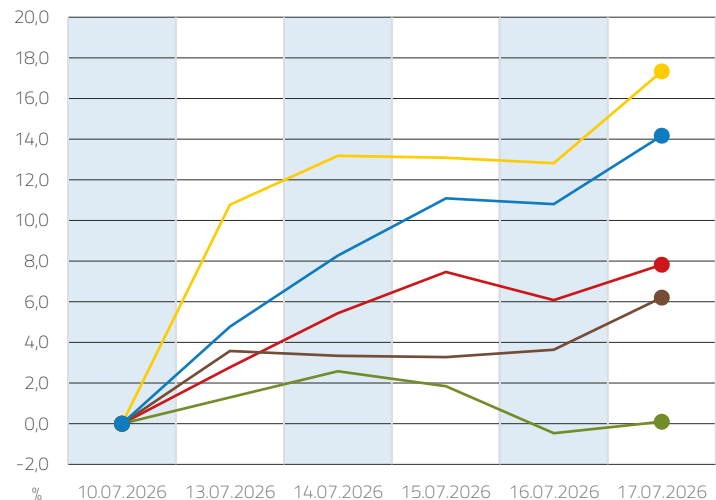
Portfolioausrichtung: Unsere Beschaffungs-Setups aus der KW 28 wurden bisher nicht ausgeübt, wir sind damit aktuell weiter neutral zur Benchmark positioniert. Durch die dynamischen Kursanstiege der letzten Tage sind unsere Trigger-Marken erneut sehr weit vom aktuellen Kursniveau entfernt. Nach einer derartigen Rally folgen jedoch häufig Korrekturen, die wir für den Einstieg in eine Long-Position nutzen wollen. Angesichts des Downside-Risikos einer möglichen Einigung im Nahost-Konflikt beschränken wir den Einstieg zunächst auf eine Tranche. Wir setzen die Trigger-Marken daher erneut hoch, für Strom Cal 27 Base auf 101 Euro/MWh, für Cal 28 Base auf 83,50 Euro/MWh und für Cal 29 Base auf 75,50 Euro/MWh. Sollten die Marken bis Monatsende nicht erreicht werden, kaufen wir am 3. August mit der jeweiligen Benchmark. Über kurzfristige Änderungen informieren wir separat per Ad-hoc-Mailing.

Markt- entwicklung

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



Energiemarktentwicklung
KW 30



Markt- rückblick

Die KW 29 stand ganz im Zeichen der Reform des europäischen Emissionshandelssystems (EU-ETS). Bereits zu Wochenbeginn sorgten zahlreiche Medienberichte über mögliche Änderungen für erhebliche Nervosität am CO₂-Markt. Gleichzeitig blieb die geopolitische Lage im Nahen Osten angespannt. Weitere US-Angriffe auf Ziele im Iran, Gegenreaktionen Teherans sowie die anhaltenden Risiken für die Schifffahrt durch die Straße von Hormus stützten vor allem Gas- und Strompreise. Der Ölmarkt reagierte zwar zur Wochenmitte etwas gelassener auf die militärische Eskalation, als die Sorte Brent zeitweise um die Marke von 85 US-Dollar/bbl notierte. Gegen Ende der Woche schnellte diese aber auf über 88 US-Dollar/bbl empor und riss damit die Erdgas- und Strom-Futures am Freitag spürbar mit nach oben. Die EUAs standen vor der Präsentation der Reformpläne dagegen spürbar unter Druck.

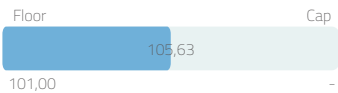
Am Freitag stellte die EU-Kommission ihre lang erwarteten Reformvorschläge für den Emissionshandel vor. Kernstück ist eine langsamere Verknappung der Zertifikatemenngen ab 2031. Der lineare Reduktionsfaktor soll zwischen 2031 und 2035 auf 3,7 Prozent und anschließend auf 1,7 Prozent sinken. Gleichzeitig sollen kostenlose Zuteilungen für energieintensive Industrien länger erhalten bleiben und stärker an konkrete Dekarbonisierungspläne gekoppelt werden. Ergänzend plant die Kommission einen Investitionsmechanismus mit zunächst 400 Millionen Emissionszertifikaten sowie eine Dekarbonisierungsbank mit einem Zielvolumen von 100 Milliarden Euro. Auch die Marktstabilitätsreserve soll angepasst und unter bestimmten Voraussetzungen internationale Klimazertifikate sowie dauerhafte CO₂-Entnahmen schrittweise in das System integriert werden.

Abseits des CO₂-Marktes blieb der Konflikt zwischen den USA und dem Iran das dominierende Thema an den Energiemärkten. Die militärischen Angriffe weiteten sich im Wochenverlauf auf weitere Ziele im Süden des Irans aus. Gleichzeitig drohte Teheran erneut mit Angriffen auf Energieinfrastruktur in der Golfregion sowie einer möglichen Sperrung der Meerenge Bab al-Mandab durch die Huthi-Miliz. Satellitendaten deuteten zudem darauf hin, dass Katar den Wiederhochlauf seines LNG-Komplexes Ras Laffan verlangsamen musste. Sollte die Blockade der Straße von Hormus länger andauern als erwartet, könnte sich der Neustart der Anlage deutlich verzögern und den europäischen Gasmarkt vor Beginn des Winters zusätzlich belasten.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

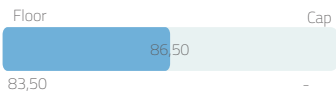
2027



Lieferjahr 2027

31 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 3.8. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.10. | Hedge-Quote: 86 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 83,88 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 83,53 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 101 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

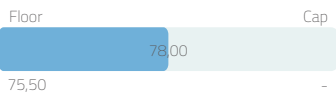
2028



Lieferjahr 2028

19 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 3.8. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.10. | Hedge-Quote: 53 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 81,06 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 80,86 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 83,5 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2029



Lieferjahr 2029

7 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 3.8. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 30.11. | Hedge-Quote: 19 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 77,35 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 77,19 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 75,5 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortrag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2027	31.10.2026	92,41 €/MWh	105,63 €/MWh	101,00 €/MWh	-	aktiviert
2028	31.10.2026	81,22 €/MWh	86,50 €/MWh	83,50 €/MWh	-	aktiviert
2029	30.11.2026	74,91 €/MWh	78,00 €/MWh	75,50 €/MWh	-	aktiviert

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	31 von 36	86 GWh	86 %	83,88 €/MWh	83,53 €/MWh	2	1	- 34.722 €
2028	19 von 36	53 GWh	53 %	81,06 €/MWh	80,86 €/MWh	2	1	- 20.472 €
2029	7 von 36	19 GWh	19 %	77,35 €/MWh	77,19 €/MWh	2	1	- 15.639 €

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

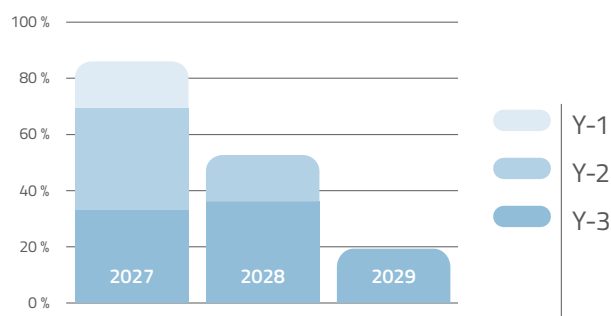
EnerChase vs. Benchmark

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.

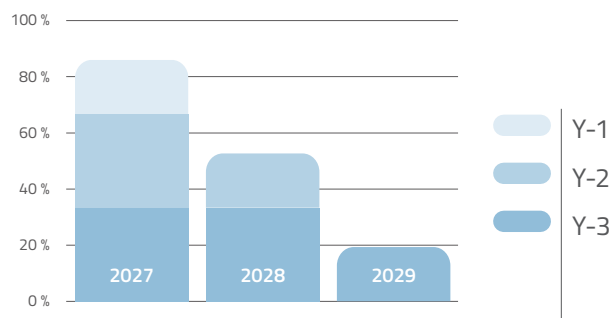
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	86 %	17 %	36 %	33 %
2028	53 %		17 %	36 %
2029	19 %			19 %



Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	86 %	19 %	33 %	33 %
2028	53 %		19 %	33 %
2029	19 %			19 %



Aktive Allokation

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

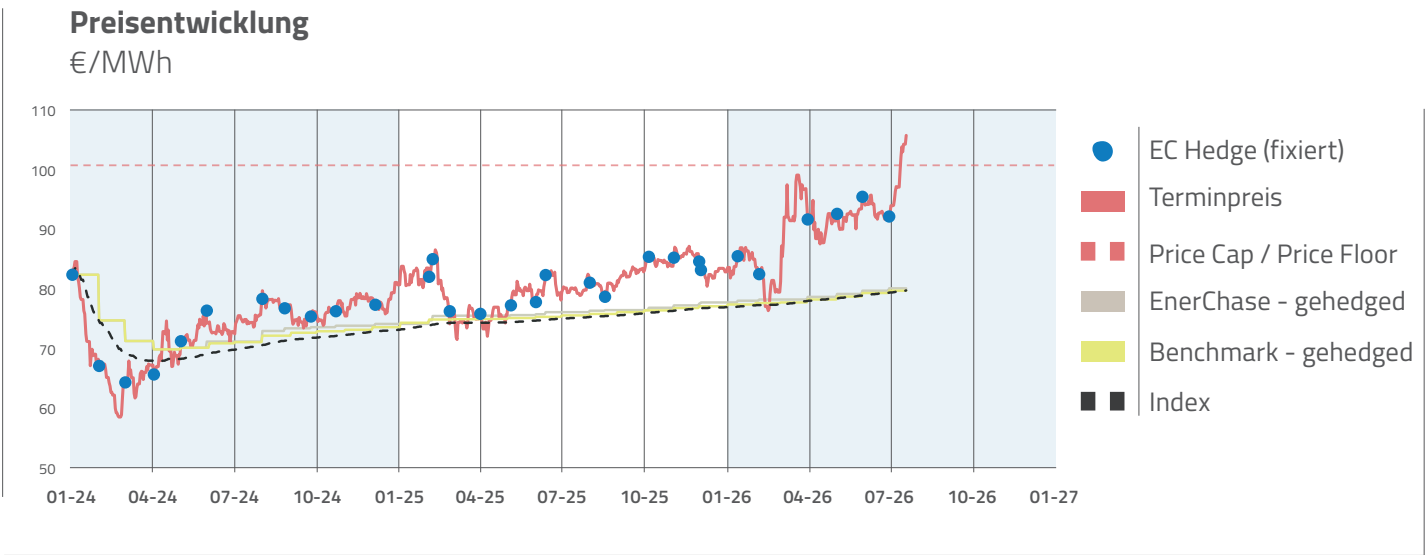
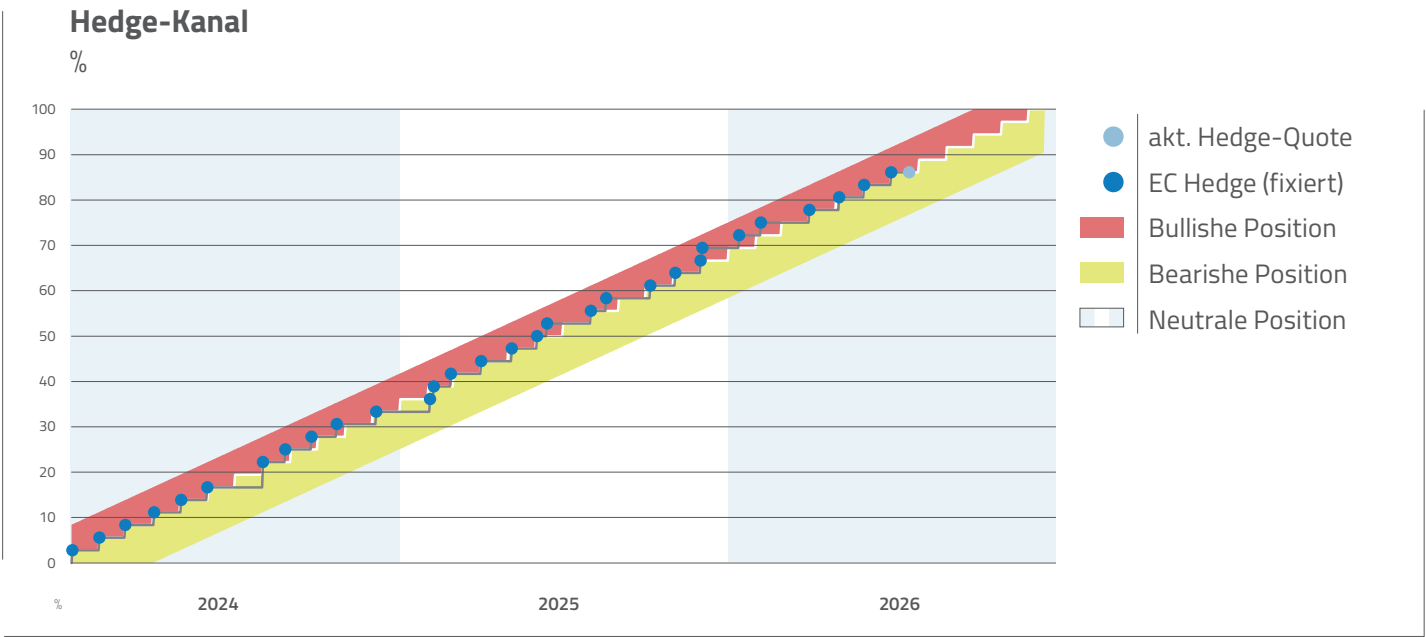


Strom

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	31 von 36	86 GWh	86 %	83,88 €/MWh	83,53 €/MWh	2	1	- 34.722 €

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](#)

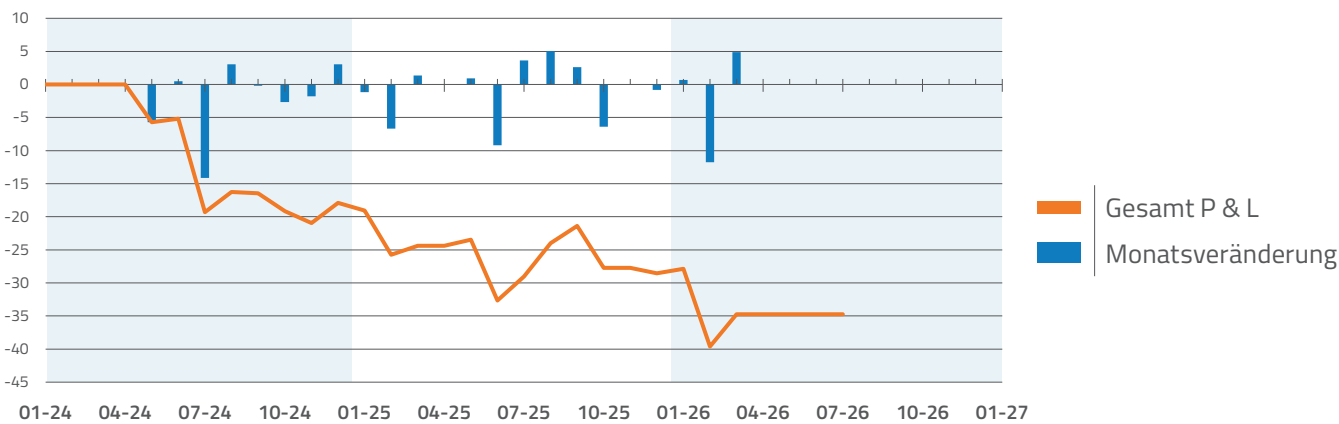
Profit and Loss | Value-at-Risk

2027

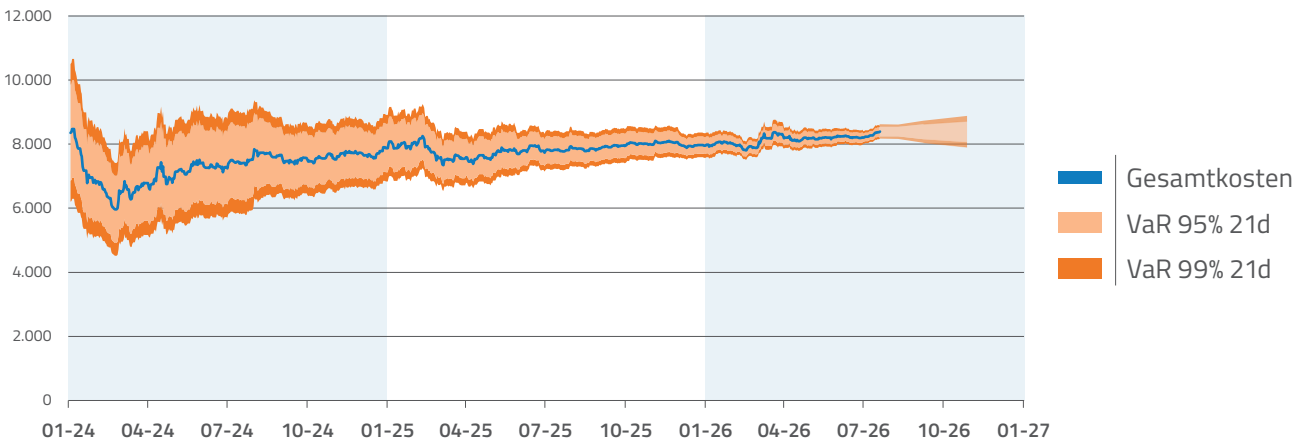
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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€



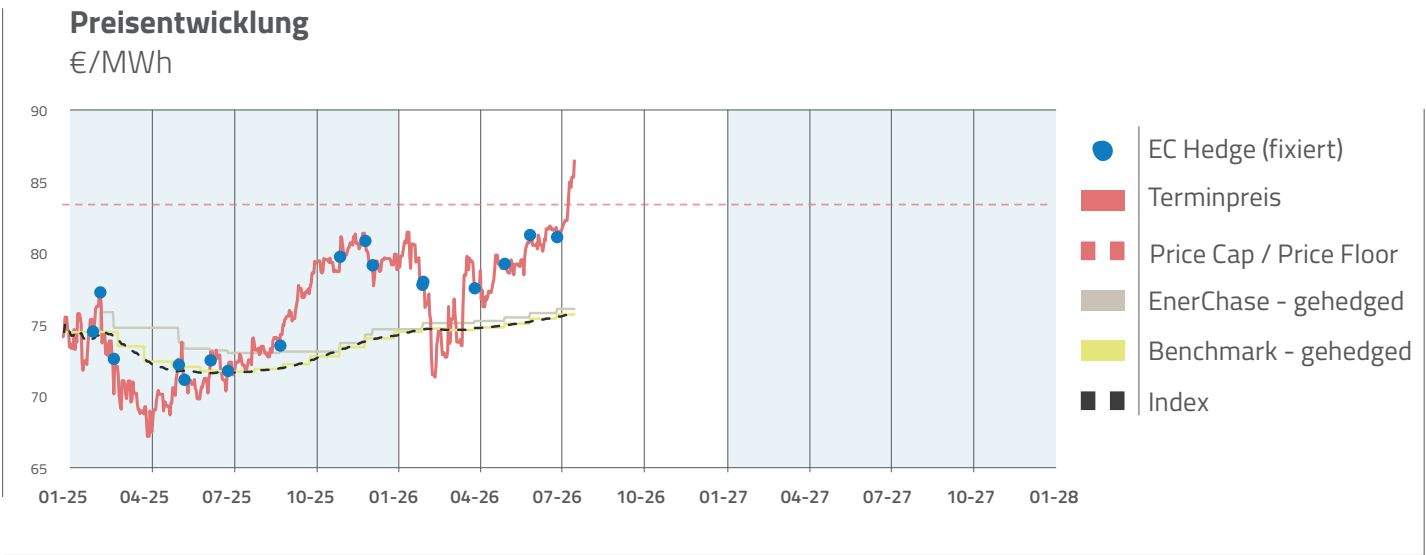
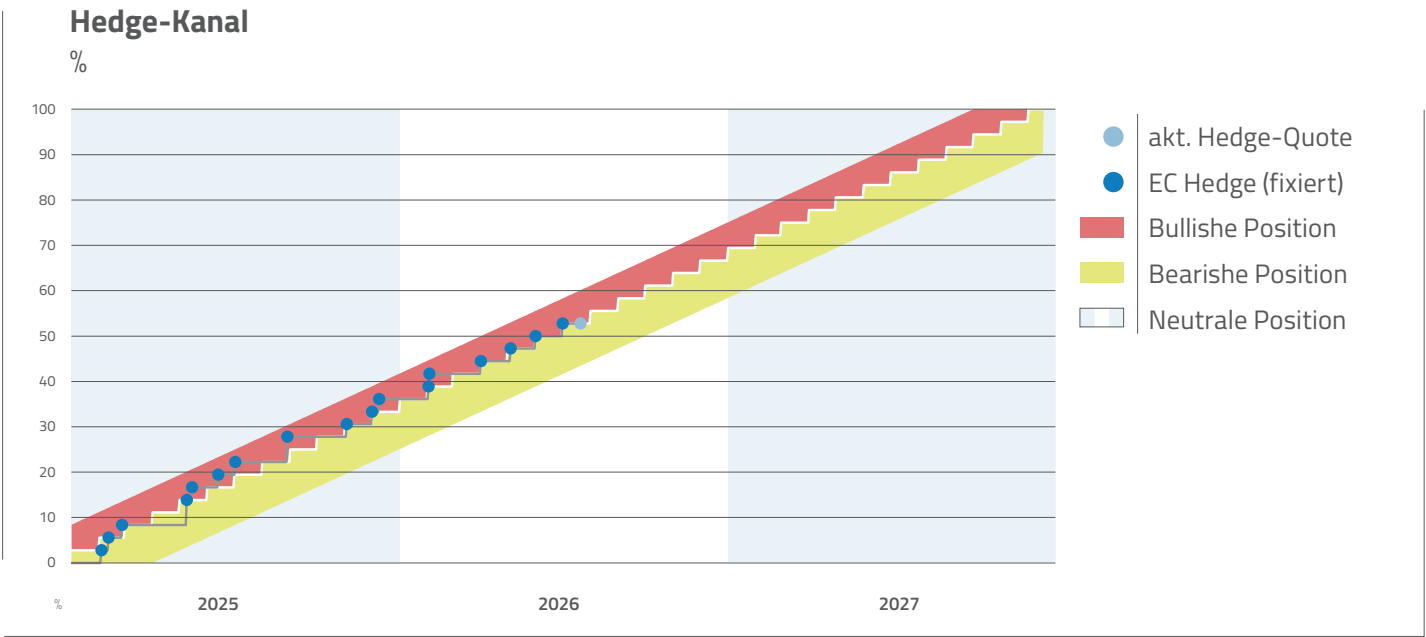
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	8.393 T€	- 34.722 €	8.238 - 8.538 T€ (95%) 8.163 - 8.612 T€ (99%)	8.156 - 8.619 T€ (95%) 8.041 - 8.734 T€ (99%)	8.060 - 8.715 T€ (95%) 7.897 - 8.878 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			94,82 - 116,44 €/MWh (95%) 89,45 - 121,81 €/MWh (99%)	88,95 - 122,31 €/MWh (95%) 80,67 - 130,59 €/MWh (99%)	82,05 - 129,21 €/MWh (95%) 70,33 - 140,93 €/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	19 von 36	53 GWh	53 %	81,06 €/MWh	80,86 €/MWh	2	1	- 20.472 €

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](#)

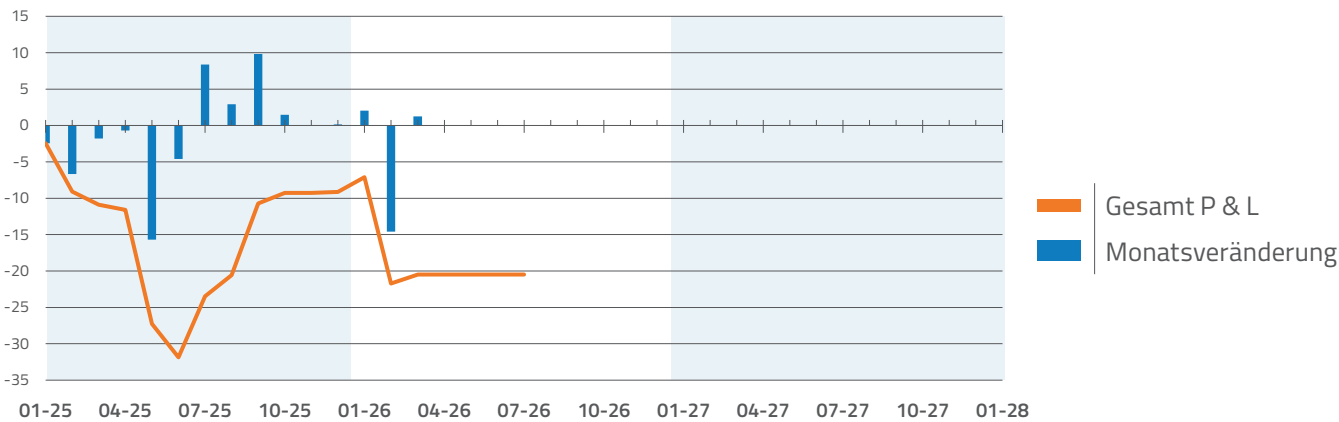
Profit and Loss | Value-at-Risk

2028

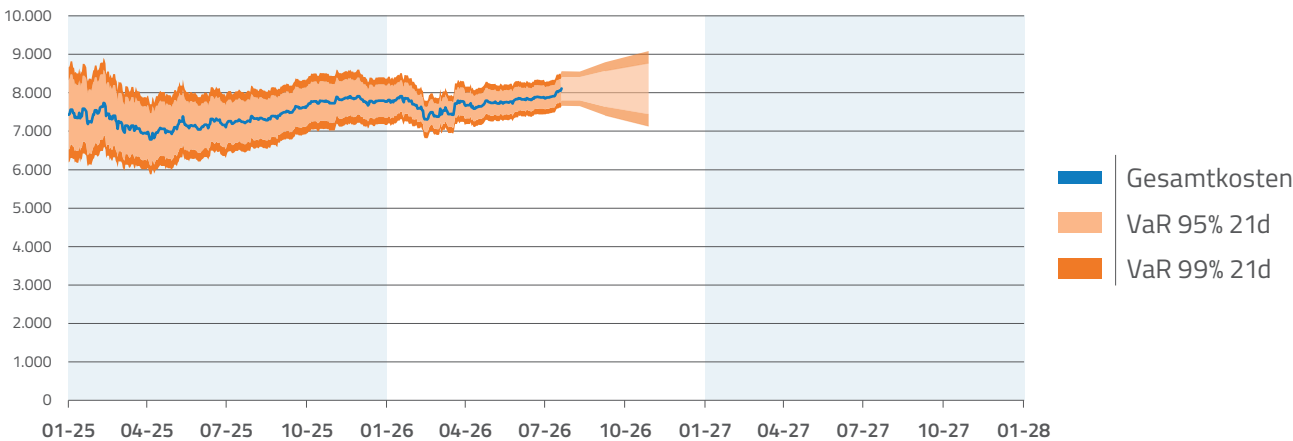
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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€



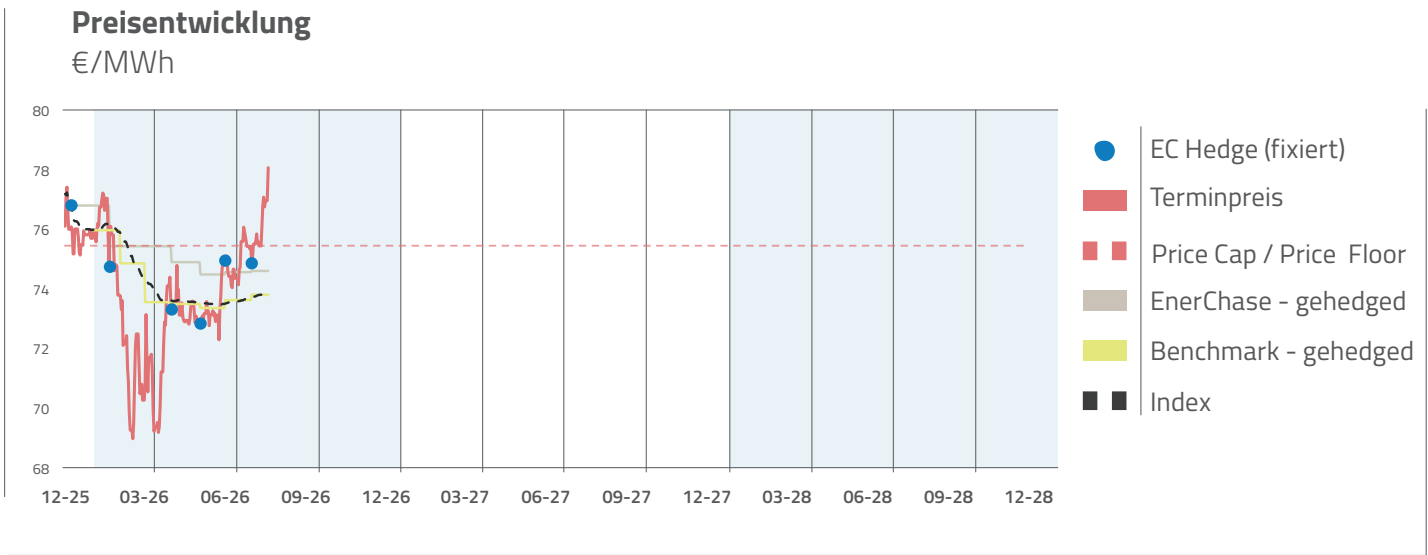
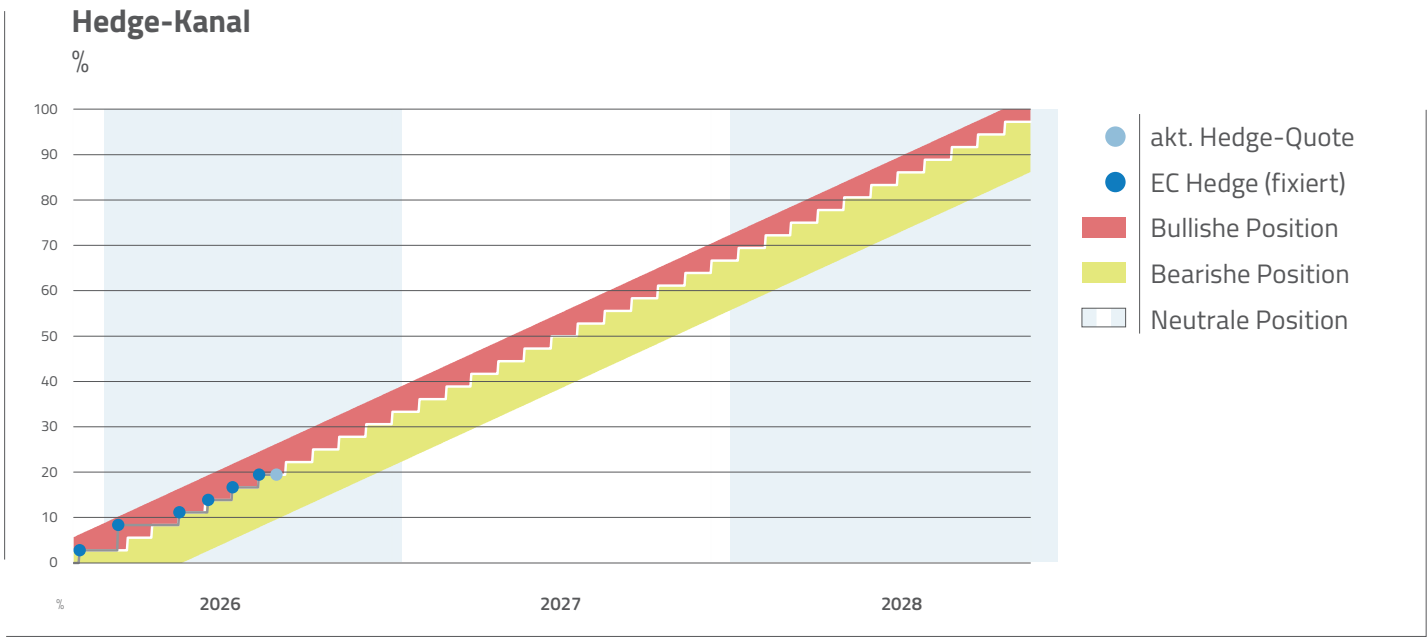
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	8.109 T€	- 20.472 €	7.803 - 8.409 T€ (95%) 7.658 - 8.555 T€ (99%)	7.639 - 8.574 T€ (95%) 7.414 - 8.799 T€ (99%)	7.445 - 8.767 T€ (95%) 7.127 - 9.085 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			80,08 - 92,92 €/MWh (95%) 77,0 - 96,0 €/MWh (99%)	76,60 - 96,40 €/MWh (95%) 71,84 - 101,16 €/MWh (99%)	72,50 - 100,50 €/MWh (95%) 65,76 - 107,24 €/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	7 von 36	19 GWh	19 %	77,35 €/MWh	77,19 €/MWh	2	1	- 15.639 €

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](#)

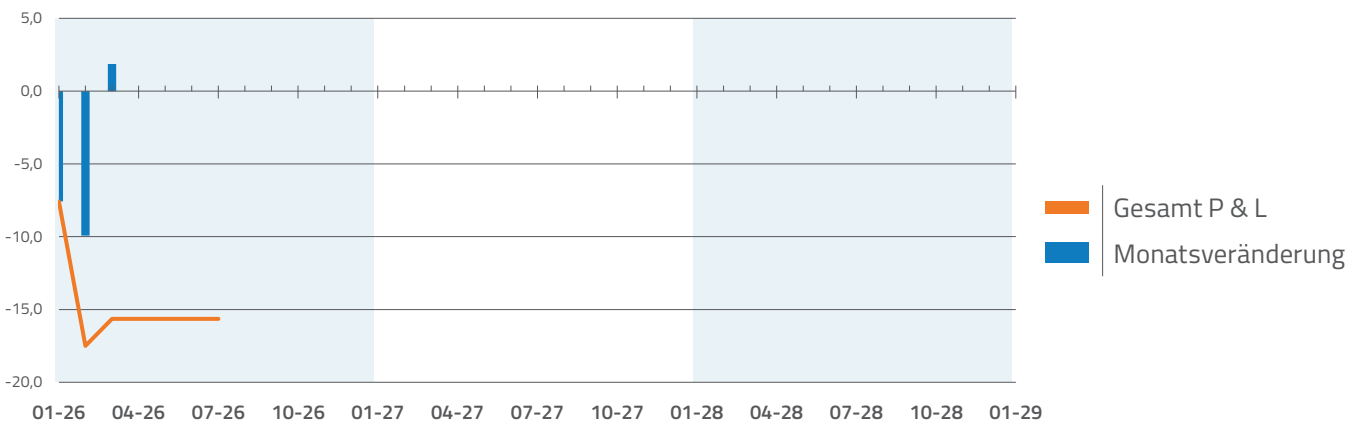
Profit and Loss | Value-at-Risk

2029

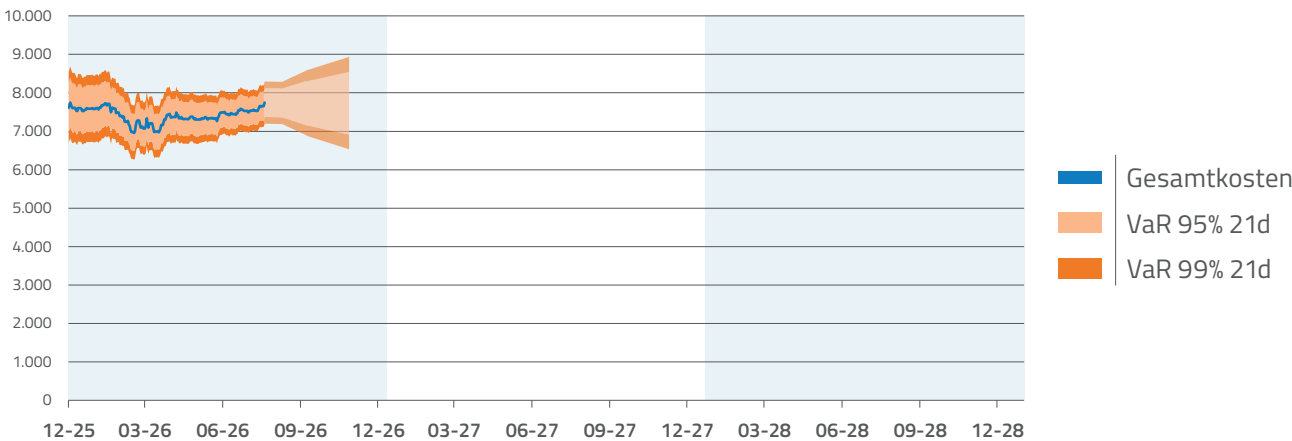
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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	7.745 T€	- 15.639 €	7.358 - 8.111 T€ (95%) 7.185 - 8.285 T€ (99%)	7.154 - 8.316 T€ (95%) 6.886 - 8.584 T€ (99%)	6.913 - 8.557 T€ (95%) 6.534 - 8.936 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			73,33 - 82,67 €/MWh (95%) 71,17 - 84,83 €/MWh (99%)	70,79 - 85,21 €/MWh (95%) 67,46 - 88,54 €/MWh (99%)	67,80 - 88,20 €/MWh (95%) 63,09 - 92,91 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 83,88 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 86 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 105,63 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.388 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 81,06 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 53 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 86,50 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.106 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2029 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 77,35 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 19 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 78,00 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.735 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	80,37	76,20	74,65
enerchase - offene Position	105,63	86,50	78,00
enerchase - gesamt	83,88	81,06	77,35
Benchmark - gesamt	83,53	80,86	77,19
enerchase vs. BM - gesamt*	0,35	0,20	0,16
enerchase - gehedged in Y-1	90,21		
enerchase - gehedged in Y-2	81,36	79,26	
enerchase - gehedged in Y-3	74,36	74,78	74,65

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

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	86,11	52,78	19,44
enerchase - offene Position	13,89	47,22	80,56
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	13,89	47,22	80,56
enerchase vs. BM - offene Position*	0,00	0,00	0,00
enerchase - gehedged in Y-1	16,67		
enerchase - gehedged in Y-2	36,11	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	36,11	19,44

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

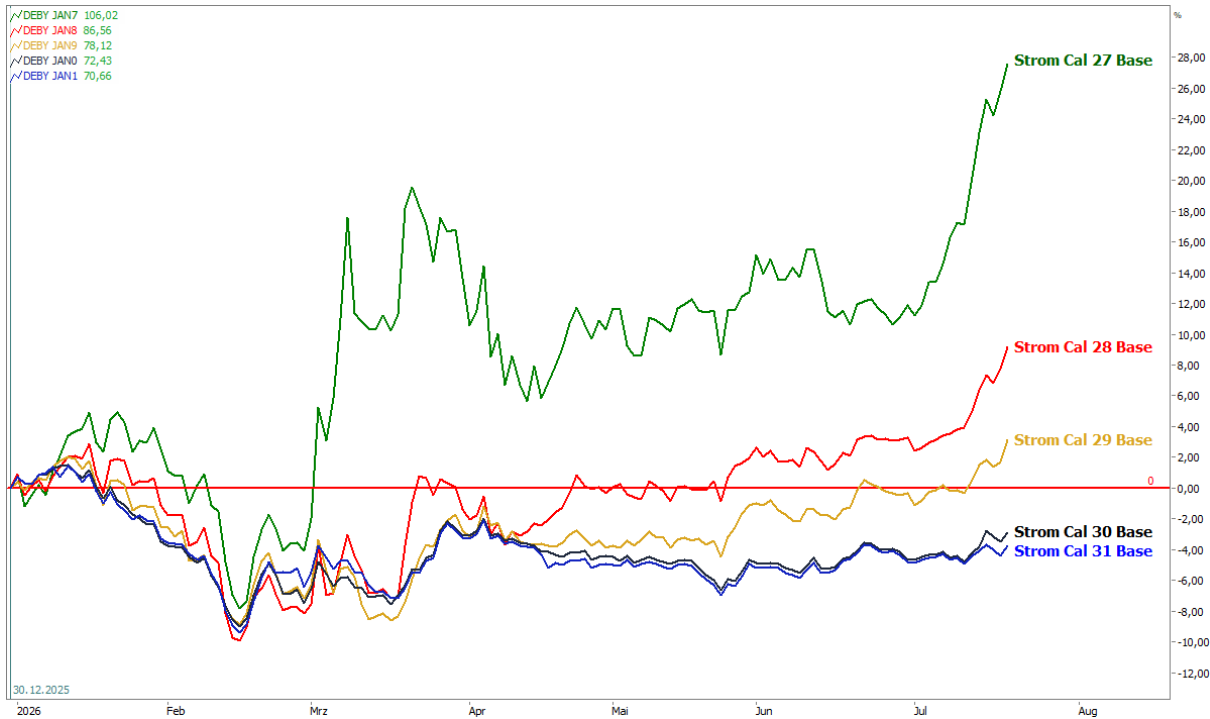
Beschaffungskosten

(in T€)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	6.920	4.022	1.452
enerchase - offene Position	1.467	4.085	6.283
enerchase - gesamt	8.388	8.106	7.735
Benchmark - gesamt	8.353	8.086	7.719
enerchase vs. BM - gesamt*	35	20	16
enerchase - gehedged in Y-1	1.504		
enerchase - gehedged in Y-2	2.938	0	
enerchase - gehedged in Y-3	2.479	2.701	1.452

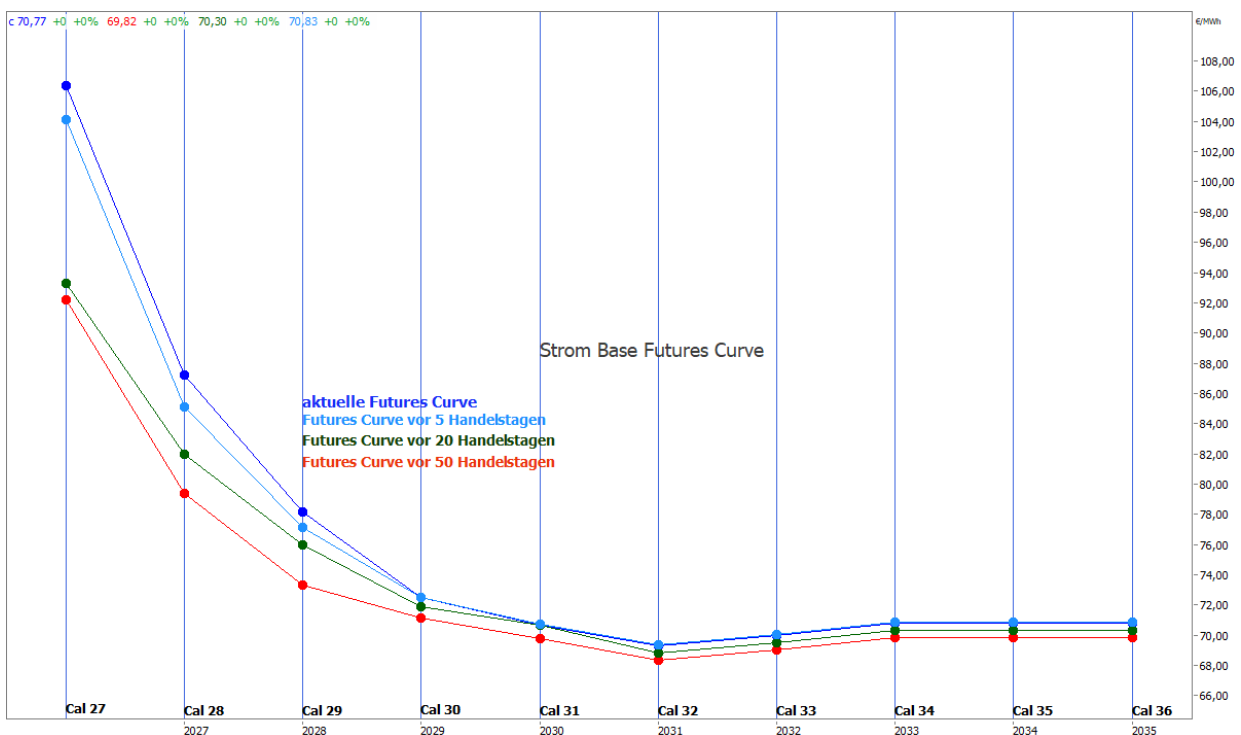
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

Indexierter Preisverlauf Strom Frontjahre Base (seit Jahresbeginn) (EEX)

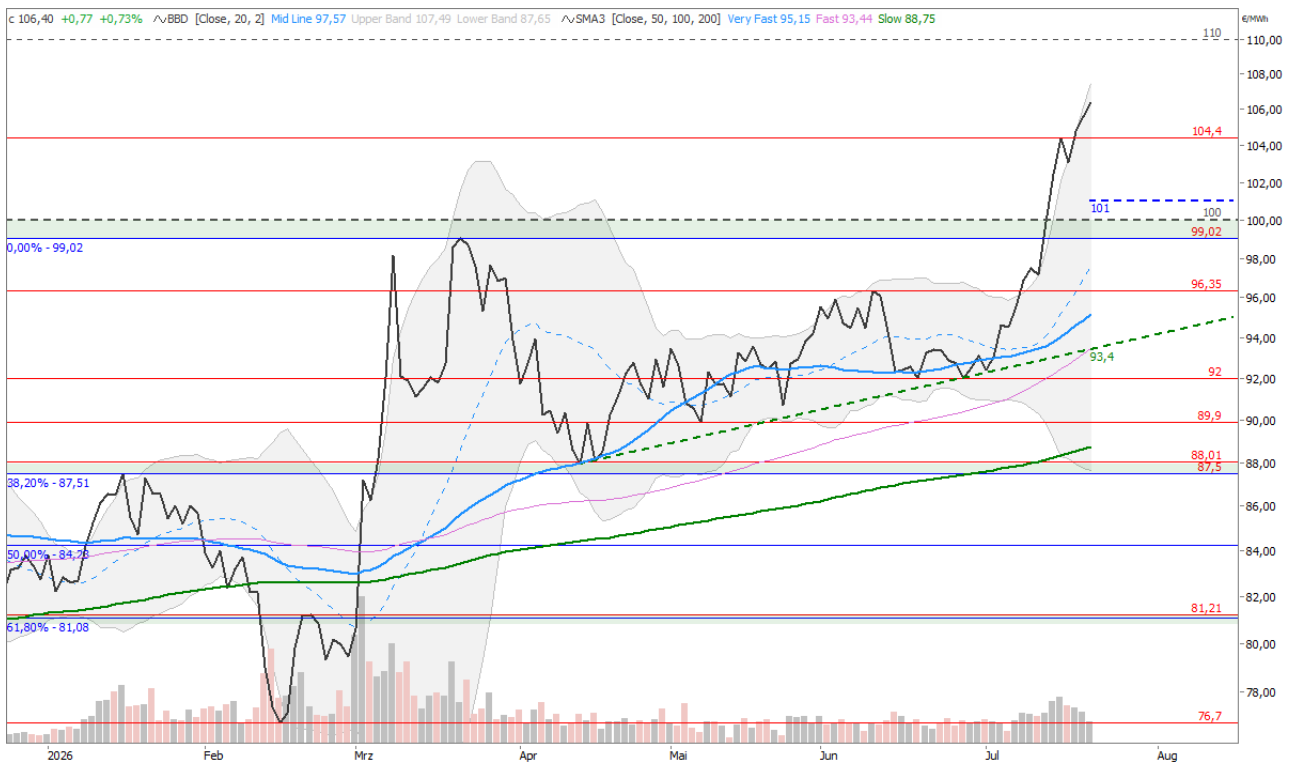


Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 27 Base (EEX)

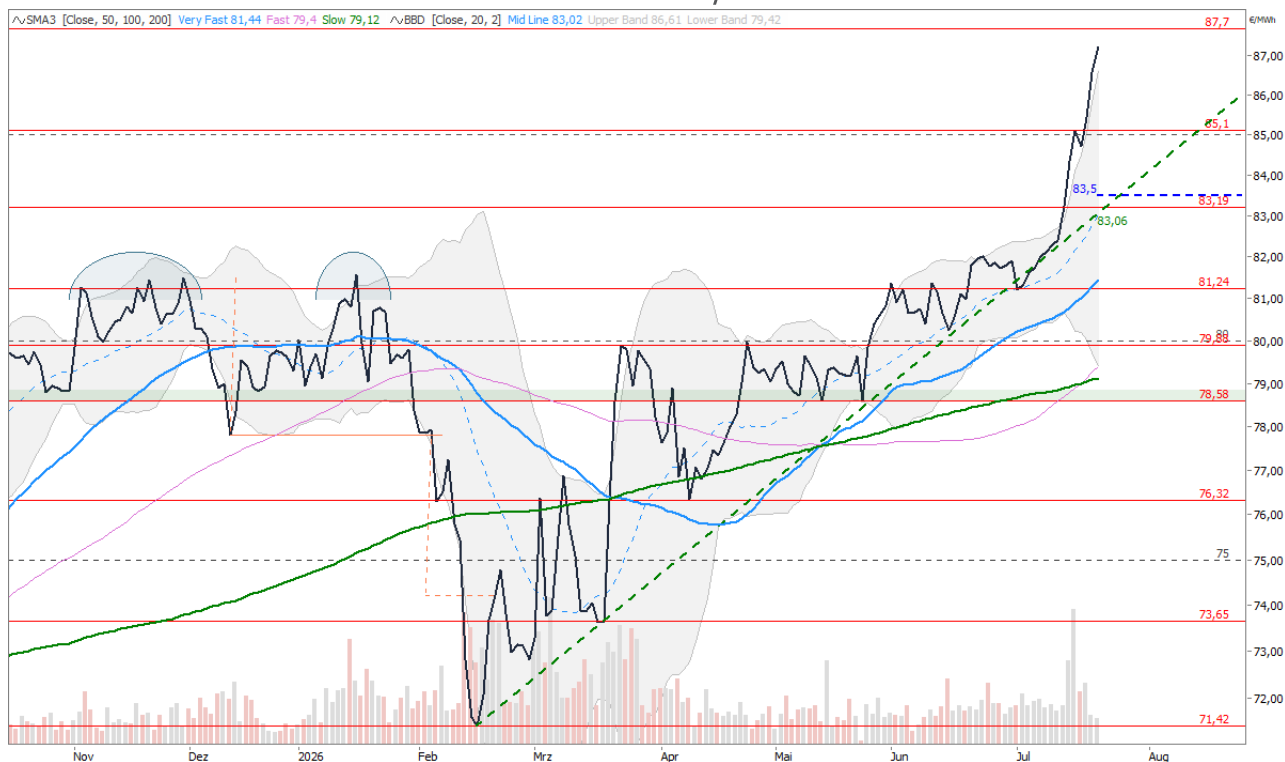


Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily) (EEX)

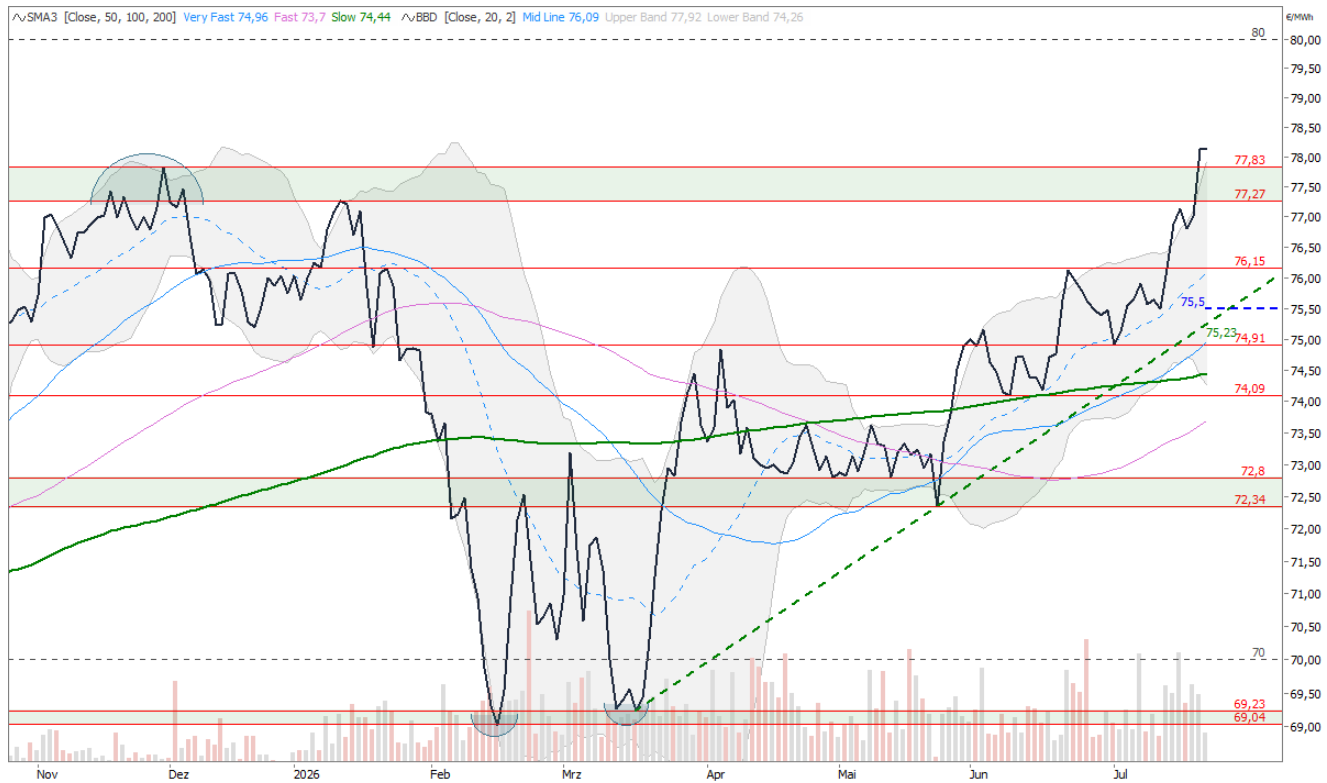


Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart) (EEX)

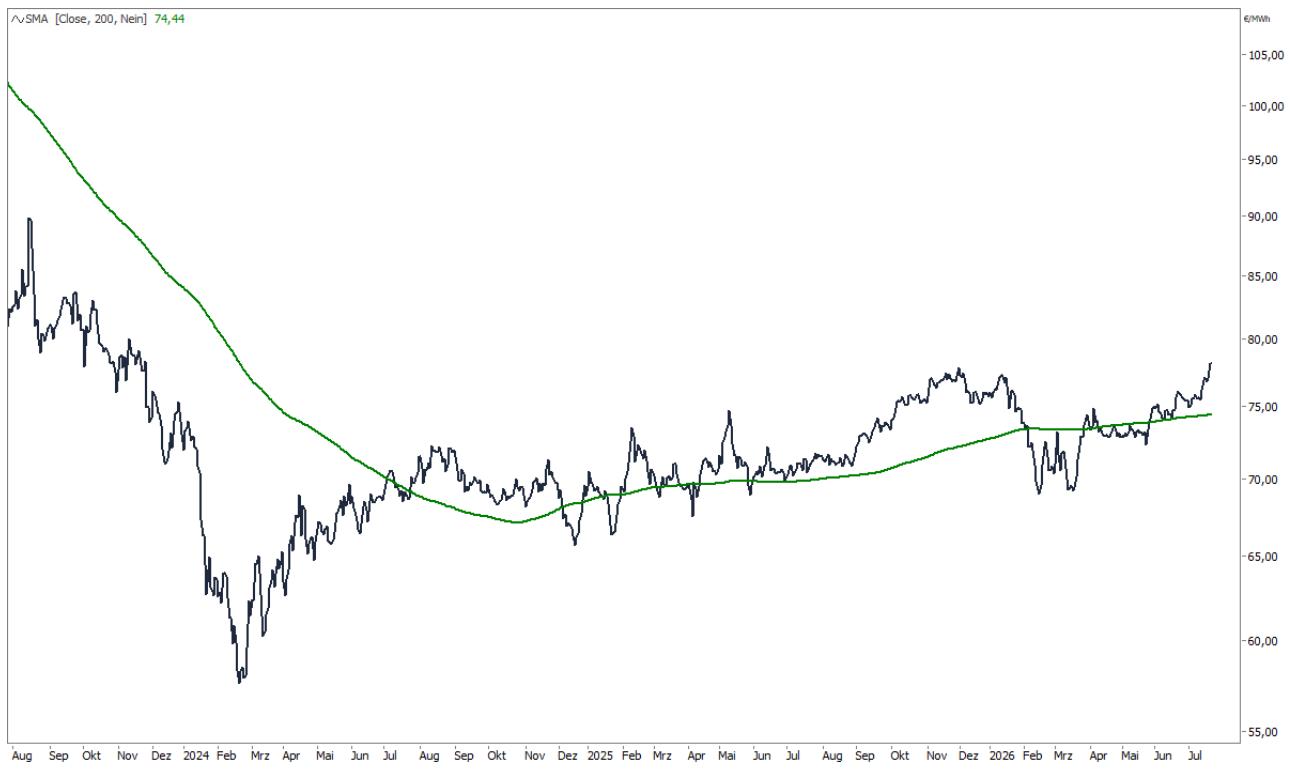


Anhänge

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	02.02.2026	84,00	2.778	-4.833
06.02.2026	82,70	02.03.2026	81,47	2.778	-3.417
01.04.2026	91,89	01.04.2026	91,89	2.778	0
04.05.2026	92,84	04.05.2026	92,84	2.778	0
01.06.2026	95,69	01.06.2026	95,69	2.778	0
01.07.2026	92,41	01.07.2026	92,41	2.778	0

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
02.02.2026	77,88	02.02.2026	77,88	2.778	0
03.02.2026	78,09	02.03.2026	73,28	2.778	-13.361
01.04.2026	77,64	01.04.2026	77,64	2.778	0
04.05.2026	79,35	04.05.2026	79,35	2.778	0
01.06.2026	81,37	01.06.2026	81,37	2.778	0
01.07.2026	81,22	01.07.2026	81,22	2.778	0

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
21.01.2026	74,79	02.02.2026	73,80	2.778	-2.750
21.01.2026	74,79	02.03.2026	70,98	2.778	-10.583
01.04.2026	73,36	01.04.2026	73,36	2.778	0
04.05.2026	72,88	04.05.2026	72,88	2.778	0
01.06.2026	75,00	01.06.2026	75,00	2.778	0
01.07.2026	74,91	01.07.2026	74,91	2.778	0

Anhänge

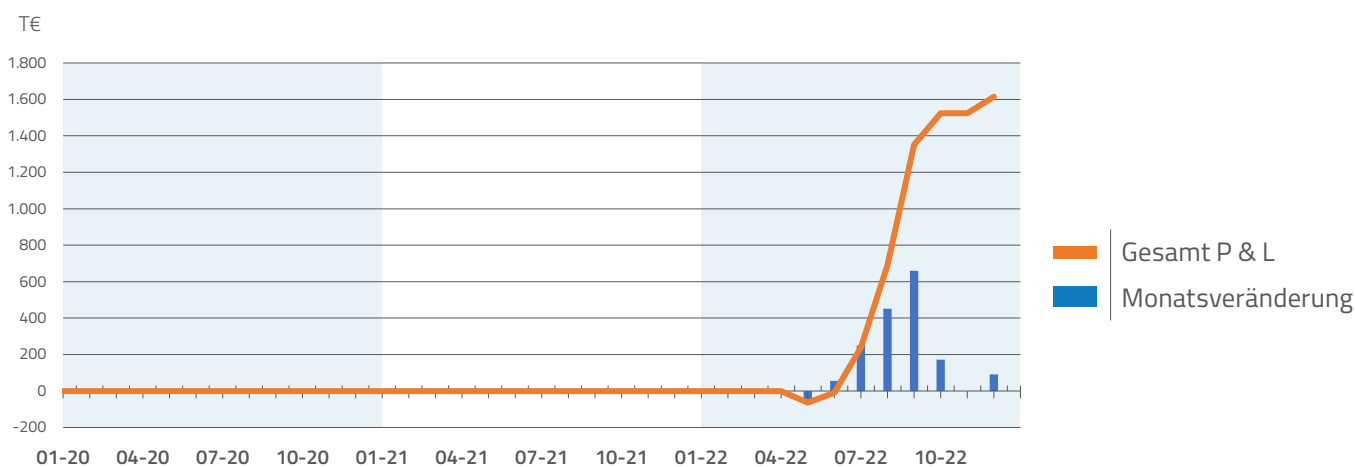
P&L History

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.

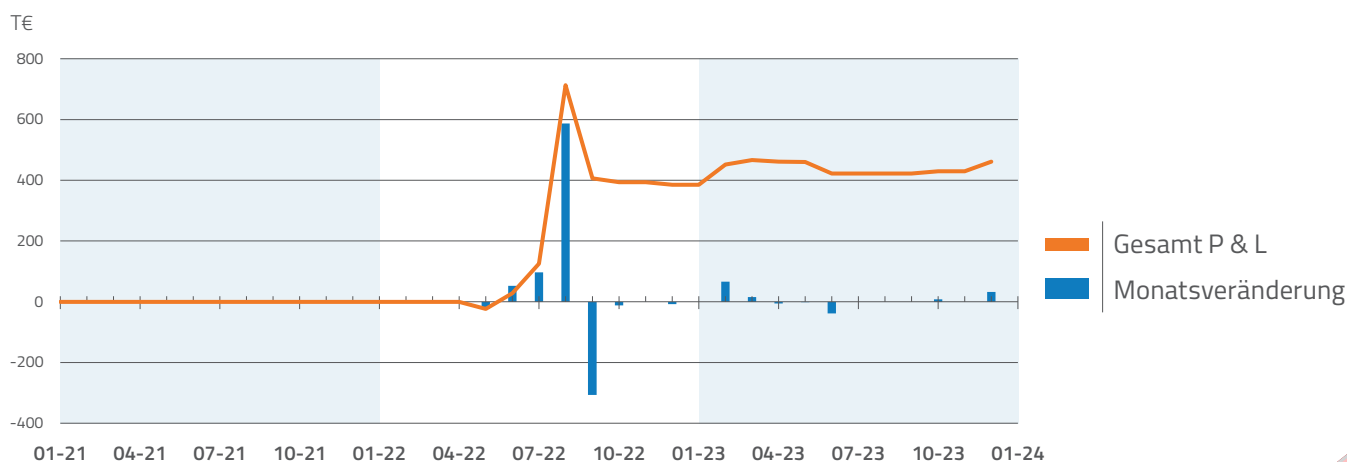


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

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

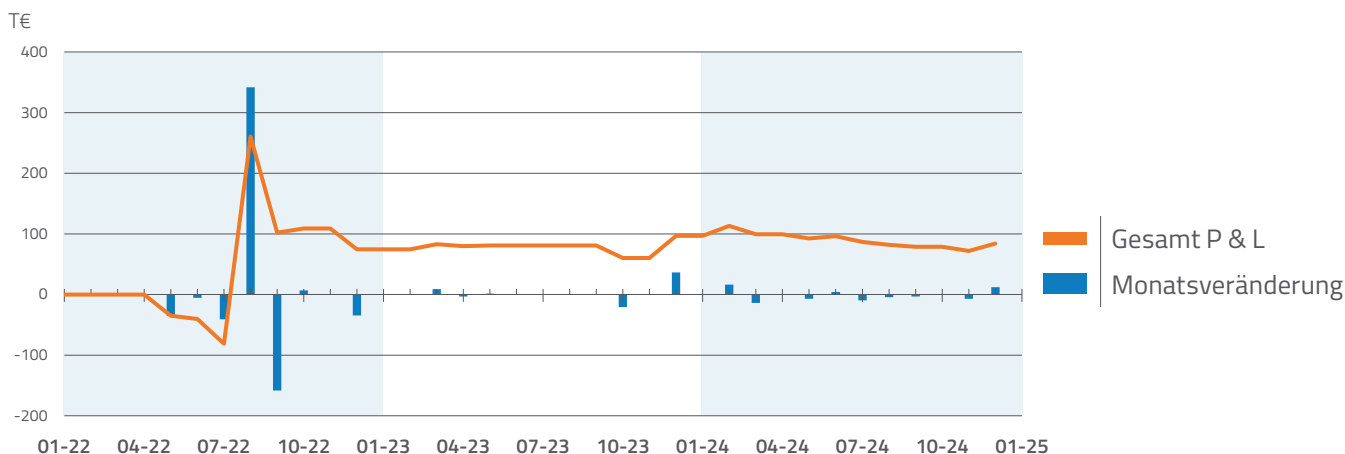
P&L History

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.

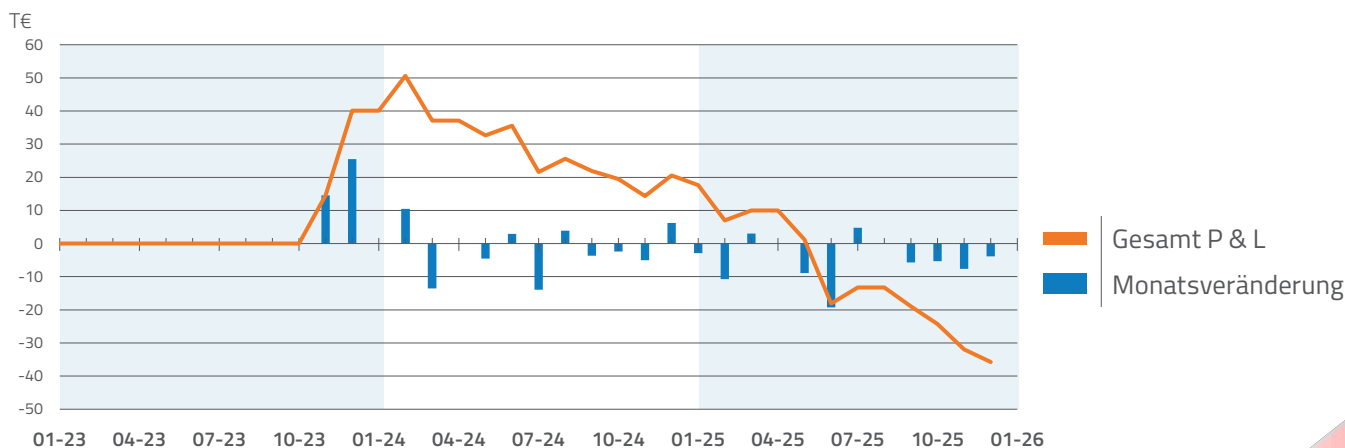


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2026

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 Stoppsmarken 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