

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Das Marktumfeld bleibt von geopolitischer Unsicherheit und schwacher Konjunktur geprägt. Fundamentale Faktoren wie nachlassende Hitze, stabile Gasversorgung und hohe Speicherstände in Europa wirken preisdämpfend. Auch die EIA revidierte ihre Preisprognosen für US-Gas zuletzt nach unten. Charttechnisch hat Strom Cal 26 Base ein Schwächesignal geliefert, während Strom Cal 27 Base neutral einzuschätzen ist, jedoch auf eine starke Unterstützung trifft. Strom Cal 28 Base notiert dagegen weiterhin im intakten Aufwärtstrend. Beim Lieferjahr 2027 wurde unser definierter Price-Floor am Freitag gerissen, sodass wir die September-Tranche am gestrigen Montag geschlossen haben. Beim Strom Cal 26 Base bleibt der Price-Floor bei 81 Euro/MWh bestehen, bei Strom Cal 28 Base verbleibt der Price-Floor bei 72,5 Euro/MWh.

Beschaffungstelegramm Cal 26: 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 2 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 01.08.2025 +++ letzter Fixierungspreis: 87,23 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 92,91 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 83,65 €/MWh (Schlusskurs 18.08.2025) +++ aktuelle Hedge-Quote 89 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

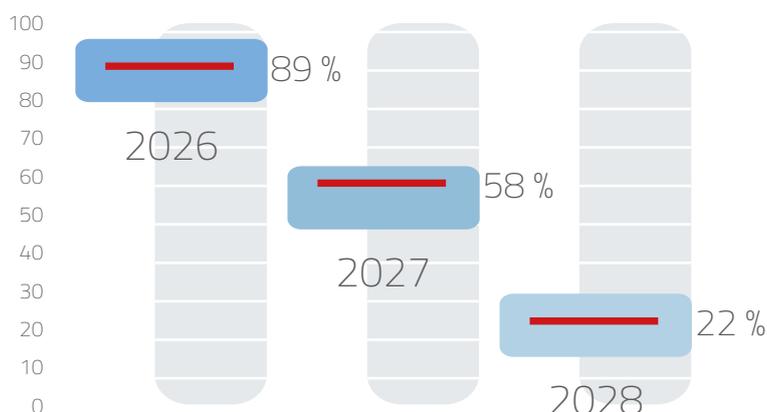
Inhalt

1. Markteinschätzung	02
2. Marktentwicklung	04
3. Aktuelles Beschaffungsportfolio	05
4. Taktische Allokation	06
5. Lieferjahr 2026 im Detail	07
6. Lieferjahr 2027 im Detail	09
7. Lieferjahr 2028 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



Markt- einschätzung (1/2)

Konjunktur: Für die kommenden Wochen bleibt das konjunkturelle Umfeld von geopolitischer Unsicherheit und schwacher weltwirtschaftlicher Dynamik geprägt. Auch wenn neue Zölle aktuell nicht beschlossen wurden, bleibt das Damoklesschwert möglicher handelspolitischer Maßnahmen bestehen. Die angekündigte Aufnahme trilateraler Gespräche zwischen den USA, der Ukraine und Russland wird an den Märkten genau beobachtet. Sollte es zu greifbaren Fortschritten kommen, könnte dies das Risiko geopolitischer Preisschocks verringern. Allerdings fehlt bislang ein belastbares Fundament für nachhaltige Entspannung. Konjunkturell ist für Europa, China und die USA kurzfristig nicht mit einer spürbaren Erholung zu rechnen. In China bleibt das Wachstum durch strukturelle Schwächen im Immobilien- und Industriesektor gebremst, was die Rohstoffnachfrage aus Asien weiterhin begrenzt. Für Europa stehen in den kommenden Wochen zudem neue Inflationsdaten und mögliche fiskalpolitische Maßnahmen auf der Agenda. Auch die weitere Positionierung der US-Notenbank wird entscheidend sein, insbesondere mit Blick auf die Zinssitzung im

September. Ein Abrücken von der restriktiven Geldpolitik könnte stützen, ist aber derzeit nicht Konsens. Die Erwartung an die globale Konjunkturentwicklung bleibt somit verhalten. Energieintensive Industrien zeigen sich in vielen Regionen weiter unter Druck, was mittelbar auf die Nachfrage nach Strom und Gas wirkt.

Fundamental: Fundamental dürfte sich in den kommenden Wochen ein insgesamt bearishes Umfeld für die Energiemärkte fortsetzen. Die anhaltende Hitzewelle endet dieser Tage, was sowohl die Stromnachfrage dämpft als auch die Versorgungslage entspannt. Für Frankreich bedeutet dies, dass die Einschränkungen bei der Kernkraftwerksleistung in Kürze auslaufen sollten. Die Temperaturprognosen zeigen bis Anfang September keine erneuten Extremwerte. Vielmehr wird ein unterdurchschnittliches Temperaturniveau erwartet. Von den Erneuerbaren ist außerdem insgesamt mit einer durchschnittlichen Einspeisung zu rechnen. Preisbestimmend war zuletzt aber insbesondere der Gasmarkt, wo die Versorgungslage trotz punktueller Störungen stabil bleibt. Für die LNG-Importe

Europas wird kurzzeitig ein moderater Rückgang erwartet, was im Kontext saisonal höherer Nachfrage aus Asien steht. Allerdings zeigten auch die asiatischen LNG-Preise zuletzt Schwäche. Gleichzeitig bleiben die europäischen Speicher gut gefüllt. In den USA sprechen hohe Lagerbestände und eine hohe Erdgasförderung für anhaltend niedrige Preise. Die Preisprognosen wurden entsprechend jüngst von der Energy Information Administration (EIA) nach unten revidiert und der Henry Hub Preis legte zuletzt trotz Hitze den Rückwärtsgang ein und ist letzte Woche auf den tiefsten Stand seit November 2024 gefallen. In Summe sprechen fundamentale Faktoren aktuell gegen eine nachhaltige Erholung bei Strom und Gas. Die EUAs bilden weiterhin eine Ausnahme, könnten bei anhaltend schwacher Industrieproduktion aber ebenfalls unter Druck geraten.

(Fortsetzung nächste Seite)

Strom- markt

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

2026
2027
2028

Preisentwicklung (Base)

€/MWh



Markt- einschätzung (2/2)

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Das **Strom Cal 26 Base** hat am vergangenen Freitag die Trading-Range zwischen 85 Euro/MWh und 89 Euro/MWh auf Wochenschlusskursbasis unter hohem Volumen unterboten und damit ein klares Schwächesignal generiert. Die 80-Euro-Marke rückt nun in den Mittelpunkt des Handelsinteresses. Im vergangenen Jahr und in der ersten Hälfte dieses Jahres kam es auf diesem Niveau regelmäßig zu stärkerem Kaufinteresse. Bei einem preislichen Rebound wäre ein Anstieg über die unteren Kanalgrenze bei rund 85 Euro/MWh ein erstes Warnsignal. Fazit: Das charttechnische Bild hat sich weiter eingetrübt, ein preislicher Rücksetzer bis 80 Euro/MWh erscheint möglich. Der Price-Floor bleibt bei 81 Euro/MWh.

Das **Strom Cal 27 Base** ist in der vergangenen Woche unter die gleitenden 20- und 50-Tage-Linien gefallen. Halt findet die Abwärtsbewegung nun oberhalb der wichtigen Supportzone aus 200-Tage-Linie und mehreren markanten Verlaufstiefs bei rund 79 Euro/MWh. Auf diesem Unterstützungsbereich ist mit stärkerem Kaufdruck zu rechnen. Steigt die Notierung wieder über 81 Euro/MWh, dürfte ein erneuter Test des

Widerstandsbereichs bei 83–83,5 Euro/MWh bevorstehen. Erst ein Preisrutsch unter die genannte Haltemarke würde das Chartbild bearish einfärben und weitere Preisabgaben bis 77 Euro/MWh und 74,50 Euro/MWh ermöglichen. Fazit: Das charttechnische Bild ist kurzfristig schwach, auf dem aktuellen Support ist jedoch verstärktes Kaufinteresse wahrscheinlich. Daher haben wir den Preisrücksetzer als Kaufgelegenheit genutzt.

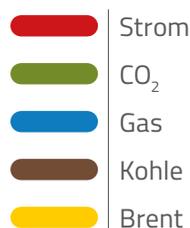
Das **Strom Cal 28 Base** behauptet sich weiterhin in einem übergeordnet intakten Aufwärtstrend und verläuft oberhalb der gleitenden 20-, 50- und 200-Tage-Linien. Ein Ausbruch über das Verlaufshoch bei 74,2 Euro/MWh würde weiteres Potenzial bis 76 Euro/MWh und 77,5 Euro/MWh eröffnen. Auf der Unterseite liegt bei 72,3 Euro/MWh eine markante Unterstützungszone, auf der stärkeres Kaufinteresse zu erwarten ist. Fazit: Der Aufwärtstrend bleibt intakt. Rücksetzer in Richtung 72 Euro/MWh (200-Tage-Linie) bieten potenzielle Kaufgelegenheiten. Der Price-Floor verbleibt bei 72,5 Euro/MWh.

Portfolioausrichtung: Weiterhin wollen wir Preisrücksetzer als Kaufgelegenheit

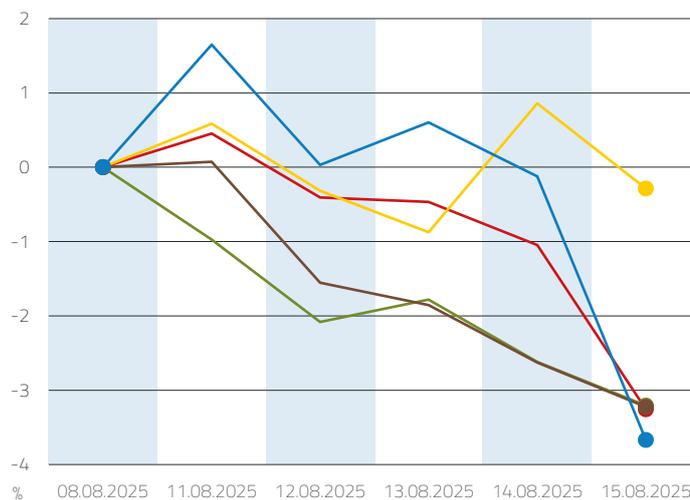
nutzen. Trotz fundamentaler und konjunktureller Schwächesignale bleibt der Verkaufsdruck begrenzt, da die geopolitischen Unsicherheiten stützend wirken. Insbesondere die hinteren Lieferjahre zeigen sich zudem charttechnisch aufwärtsgerichtet. Beim Lieferjahr 2027 wurde unser definierter Price-Floor am Freitag gerissen, sodass wir die September-Tranche am gestrigen Montag geschlossen haben. Beim Strom Cal 26 Base bleibt der Price-Floor bei 81 Euro/MWh bestehen, bei Strom Cal 28 Base verbleibt der Price-Floor bei 72,5 Euro/MWh.

Markt- entwicklung

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



Energiemarktentwicklung KW 34



Markt- rückblick

Die Energiemärkte blieben auch in der vergangenen Woche geprägt von hohem geopolitischem Druck und schwachen Fundamentaldaten. Bis einschließlich Donnerstag sah es noch so aus, als würden die von uns betrachteten Rohstoffe und die EUAs eine halbwegs stabile Wochenperformance verbuchen. Wegen des spürbaren Einbruchs am Freitag, der lediglich die EUAs und Erdöl Brent weitgehend verschonte, war diese aber hinfällig. So verzeichneten am Ende der KW 33 die Frontjahreskontrakte von TTF Gas, Strom DE Base und Kohle API#2 sowie der EUA-Dez-25-Future Abschläge zwischen 3,2 und 3,7 Prozent. In den USA sah es nicht viel besser aus. Hier rutschte der Preis für Henry Hub auch aufgrund hoher Speicherstände um 2,3 Prozent auf 2,92 US-Dollar/MMBtu ab und sieht sich damit seit dieser Woche die Marke von 3 US-Dollar/MMBtu von unten an,

wohingegen der LNG Japan/Korea Marker bei etwa 11 US-Dollar/MMBtu verharrte. Das mit Spannung erwartete Treffen zwischen US-Präsident Trump und Russlands Präsident Putin in Alaska brachte keine konkreten Ergebnisse. Zwar wurde ein trilateraler Dialog mit der Ukraine in Aussicht gestellt, doch blieben belastbare Fortschritte aus. Die Märkte reagierten dennoch mit Erleichterung, da vorerst davon ausgegangen werden kann, dass die zuvor angedrohten Sekundärzölle nicht kommen werden. Zugleich belasteten enttäuschende Konjunkturdaten aus China und den USA die Stimmung, was sich negativ auf die Rohstoffmärkte auswirkte. Wetterseitig war Europa stark von einer Hitzewelle geprägt. In Frankreich kam es dadurch erneut zu einer spürbaren Reduktion der verfügbaren Kernkraftwerksleistung, was die Strompreise am Spotmarkt zwischenzeitlich auf ein Sechs-Wochen-Hoch trieb.

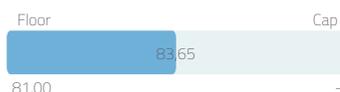
Gleichzeitig fiel die Einspeisung aus Wind und Photovoltaik schwankend aus, was die Volatilität im Strom-Spotmarkt zusätzlich erhöhte.

Am Gasmarkt blieben die Pipelineflüsse aus Norwegen stabil. Die LNG-Anlandungen stiegen zunächst an, dürften aber aufgrund saisonal hoher Nachfrage aus Asien in der Folge wieder zurückgehen. Auch beim Rohöl Brent dominiert immer mehr die Überversorgung die Diskussion am Markt. Zwar haben im August die EIA und die OPEC (nicht jedoch die IEA) ihre Nachfrageschätzungen für dieses und nächstes Jahr angehoben. Jedoch gehen vor allem die EIA und die IEA davon aus, dass das spürbar erhöhte Rohölangebot zu einem deutlichen Überhang vor allem im vierten Quartal dieses und ersten Quartal nächsten Jahres führen wird.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

2026

**Lieferjahr 2026**

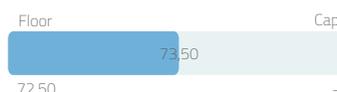
32 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.9. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 30.11. | Hedge-Quote: 89 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 92,91 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 92,78 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 81 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2027

**Lieferjahr 2027**

21 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.9. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.12. | Hedge-Quote: 58 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 77,95 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 77,68 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

2028

**Lieferjahr 2028**

8 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.9. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 30.11. | Hedge-Quote: 22 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 73,41 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 73,17 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 72,5 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2026	30.11.2025	87,23 €/MWh	83,65 €/MWh	81,00 €/MWh	-	aktiviert
2027	31.12.2025	78,90 €/MWh	79,70 €/MWh	79,50 €/MWh	-	geschlossen
2028	30.11.2025	71,85 €/MWh	73,50 €/MWh	72,50 €/MWh	-	aktiviert

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2026	32 von 36	89 GWh	89 %	92,91 €/MWh	92,78 €/MWh	2	1	- 13.278 €
2027	21 von 36	58 GWh	58 %	77,95 €/MWh	77,68 €/MWh	1	0	- 26.806 €
2028	8 von 36	22 GWh	22 %	73,41 €/MWh	73,17 €/MWh	2	1	- 24.944 €

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

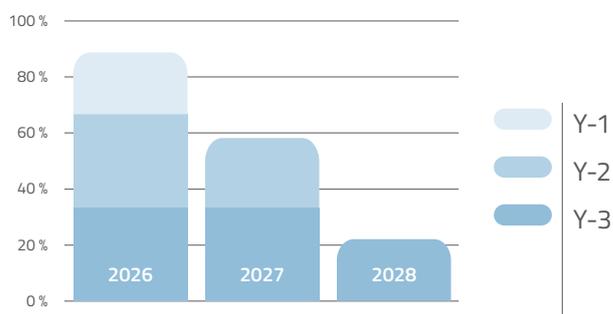
EnerChase vs. Benchmark

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.

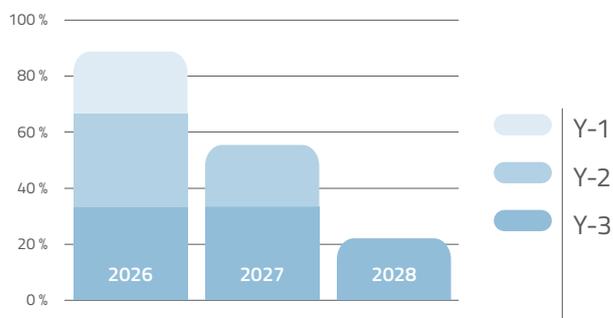
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	89 %	22 %	33 %	33 %
2027	58 %		25 %	33 %
2028	22 %			22 %



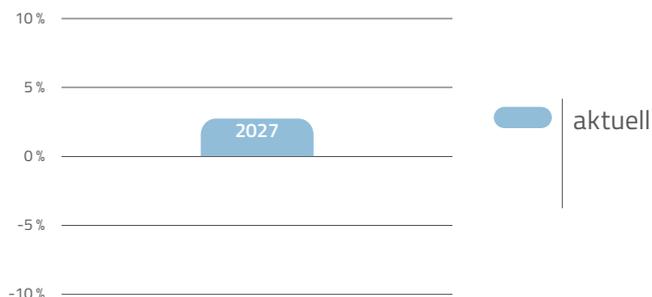
Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	89 %	22 %	33 %	33 %
2027	56 %		22 %	33 %
2028	22 %			22 %



Aktive Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	0 %	0 %	0 %	0 %
2027	3 %		3 %	0 %
2028	0 %			0 %

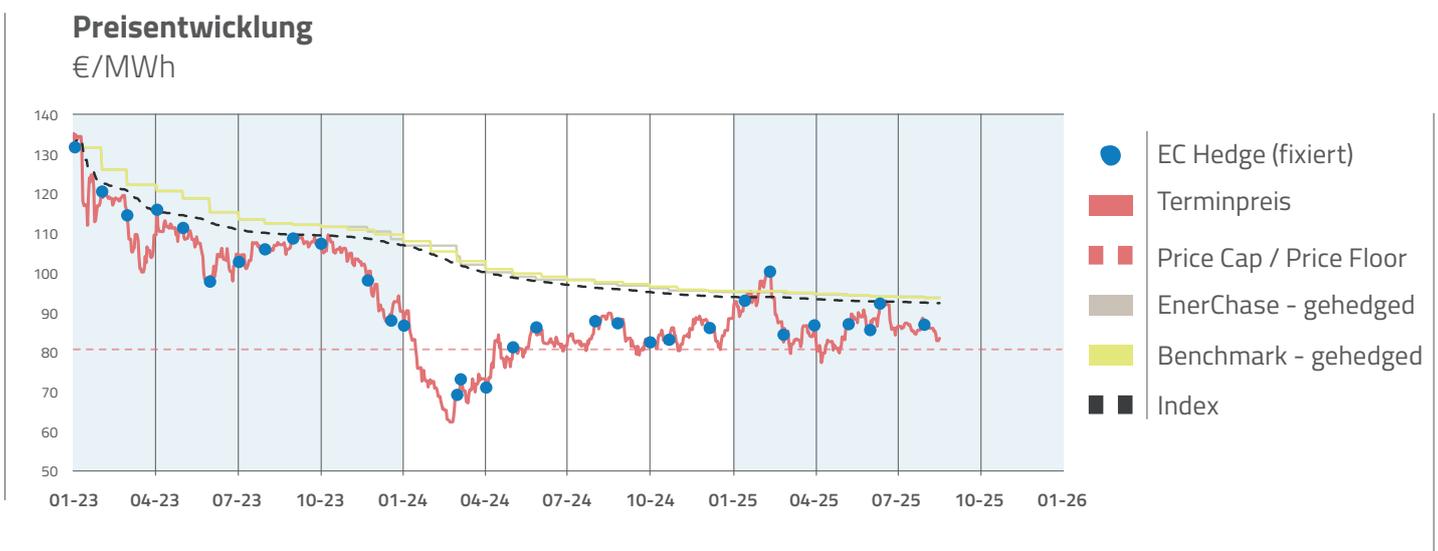


Strom

2026

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
2026	32 von 36	89 GWh	89 %	92,91 €/MWh	92,78 €/MWh	2	1	- 13.278 €

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

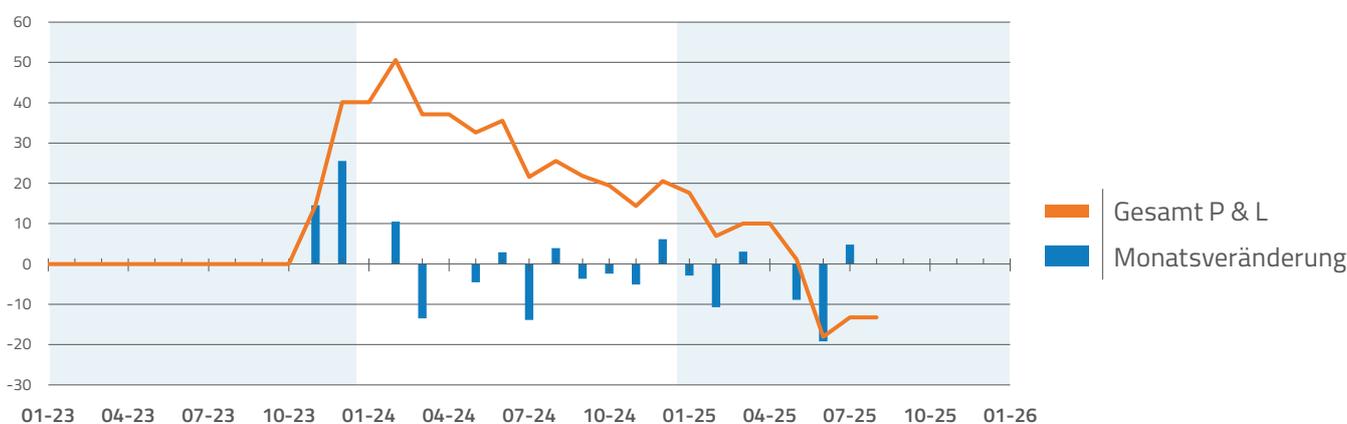
2026

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.

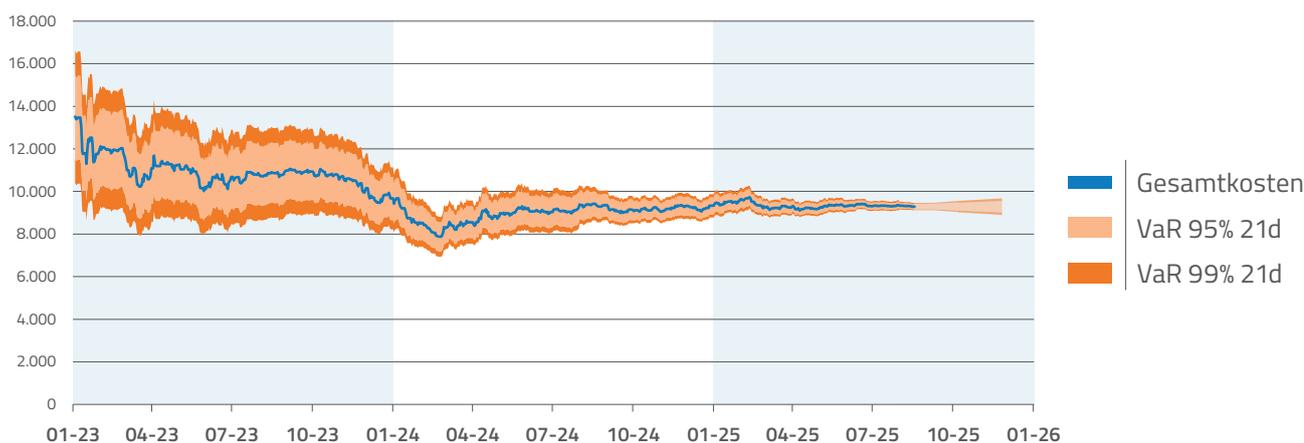
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



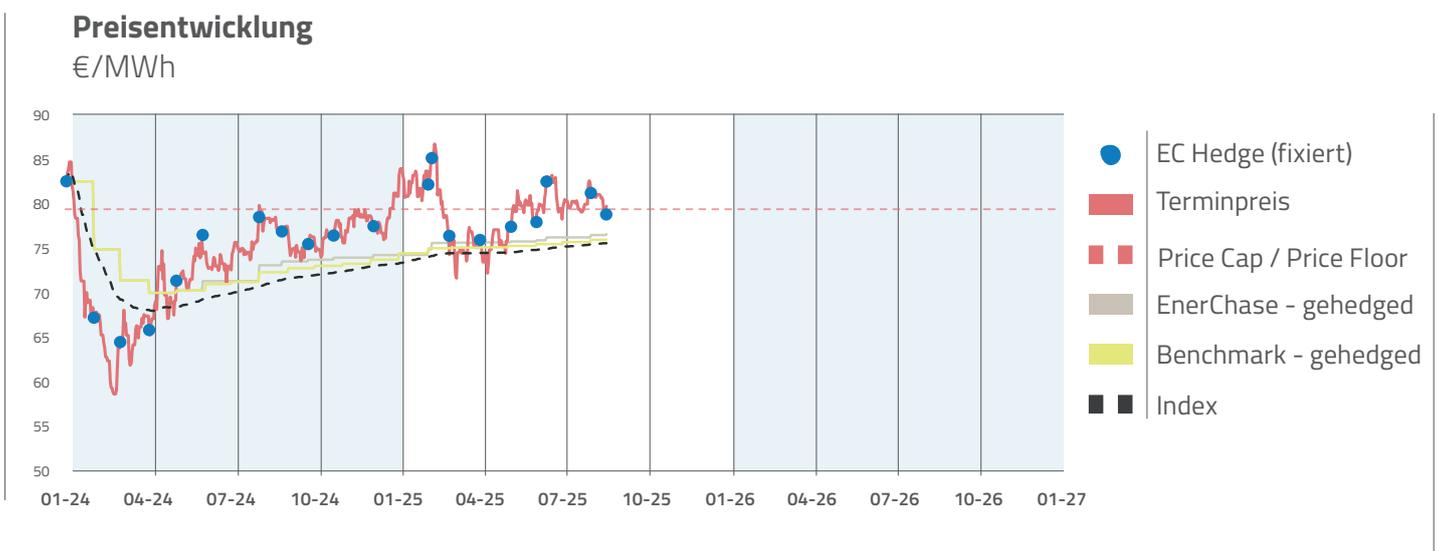
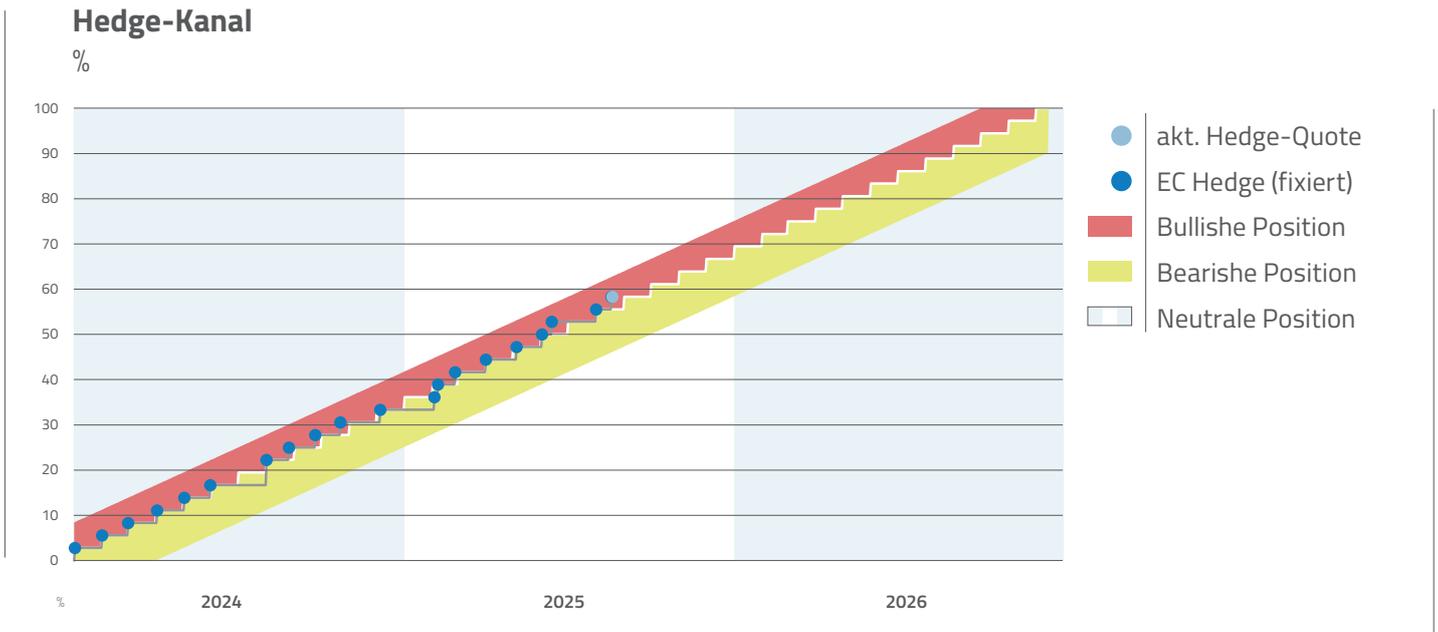
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2026	9.293 T€	- 13.278 €	9.167 - 9.416 T€ (95%) 9.118 - 9.464 T€ (99%)	9.099 - 9.484 T€ (95%) 9.025 - 9.558 T€ (99%)	9.019 - 9.563 T€ (95%) 8.914 - 9.668 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			72,43 - 94,87 €/MWh (95%) 68,10 - 99,20 €/MWh (99%)	66,34 - 100,96 €/MWh (95%) 59,65 - 107,65 €/MWh (99%)	59,17 - 108,13 €/MWh (95%) 49,71 - 117,59 €/MWh (99%)

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	21 von 36	58 GWh	58 %	77,95 €/MWh	77,68 €/MWh	1	0	- 26.806 €

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

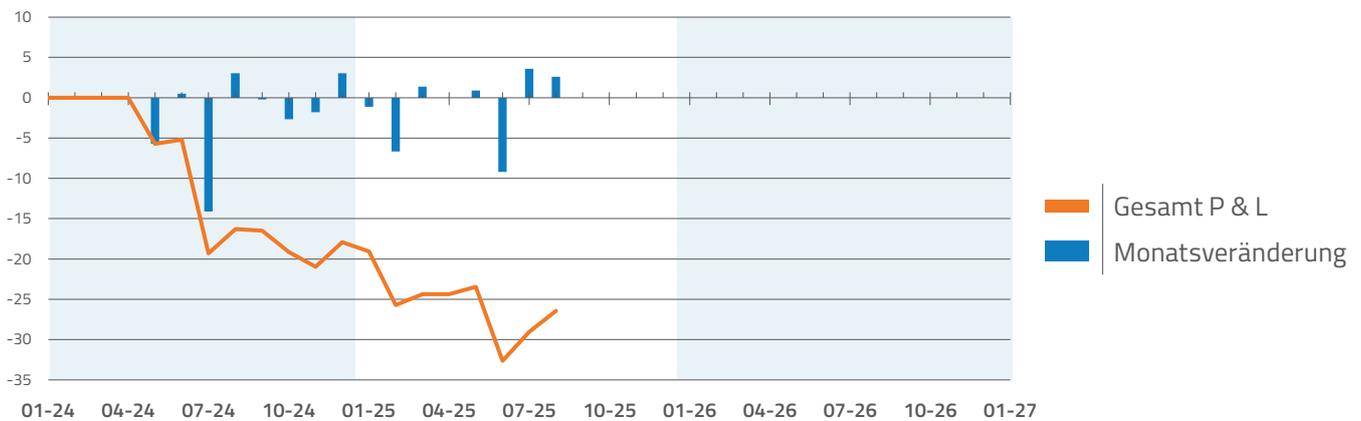
2027

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.

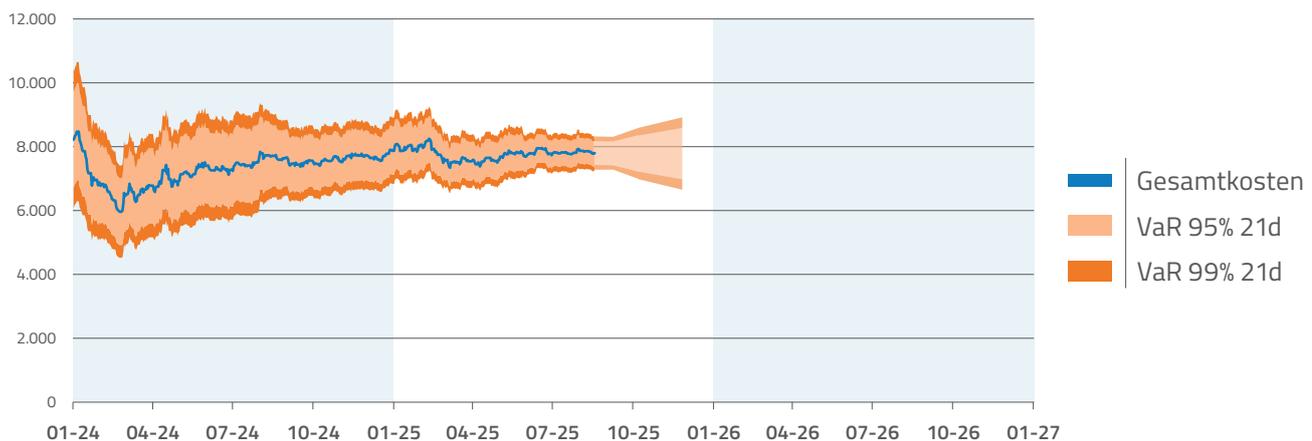
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



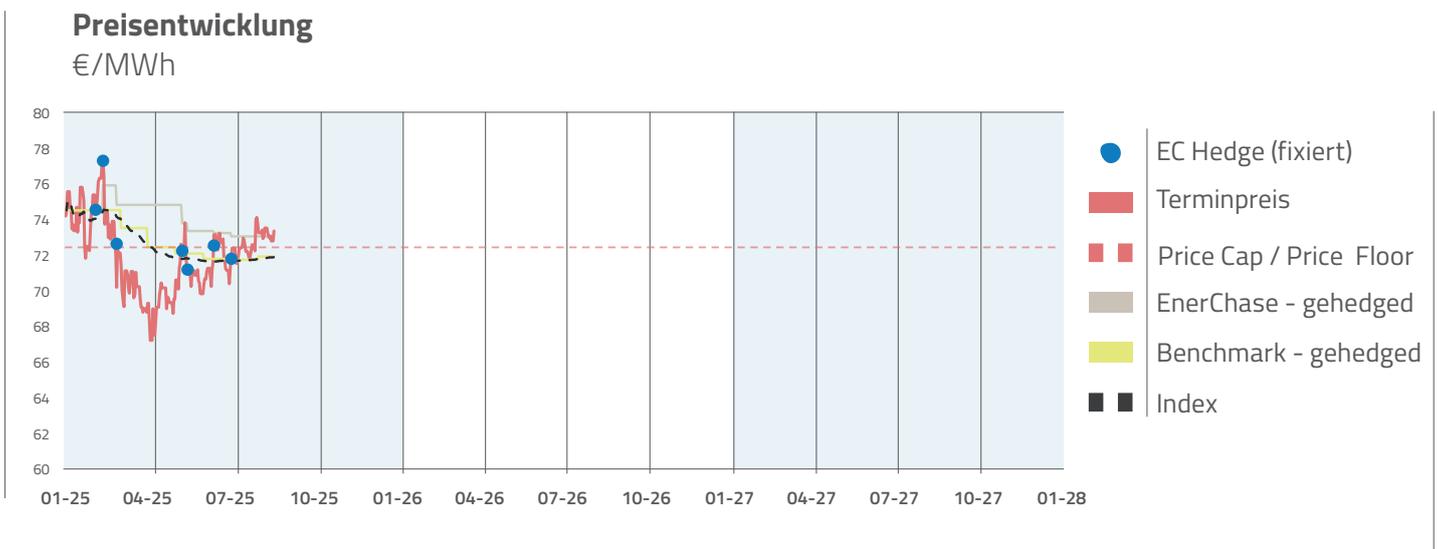
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	7.801 T€	- 26.806 €	7.425 - 8.165 T€ (95%) 7.278 - 8.312 T€ (99%)	7.224 - 8.366 T€ (95%) 6.997 - 8.593 T€ (99%)	6.988 - 8.603 T€ (95%) 6.667 - 8.923 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			70,82 - 88,58 €/MWh (95%) 67,29 - 92,11 €/MWh (99%)	66,0 - 93,40 €/MWh (95%) 60,56 - 98,84 €/MWh (99%)	60,32 - 99,08 €/MWh (95%) 52,63 - 106,77 €/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	8 von 36	22 GWh	22 %	73,41 €/MWh	73,17 €/MWh	2	1	- 24.944 €

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

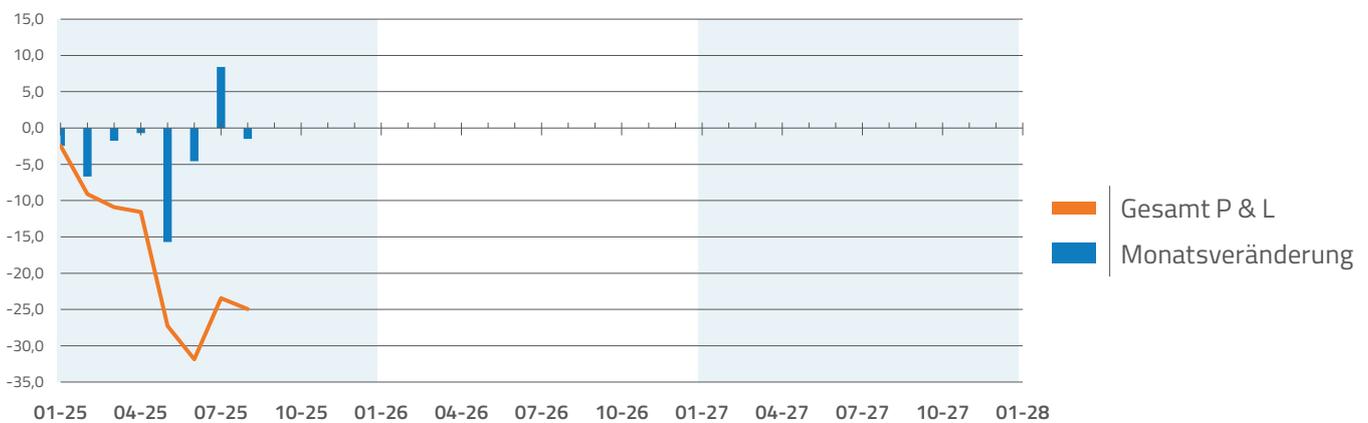
2028

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.

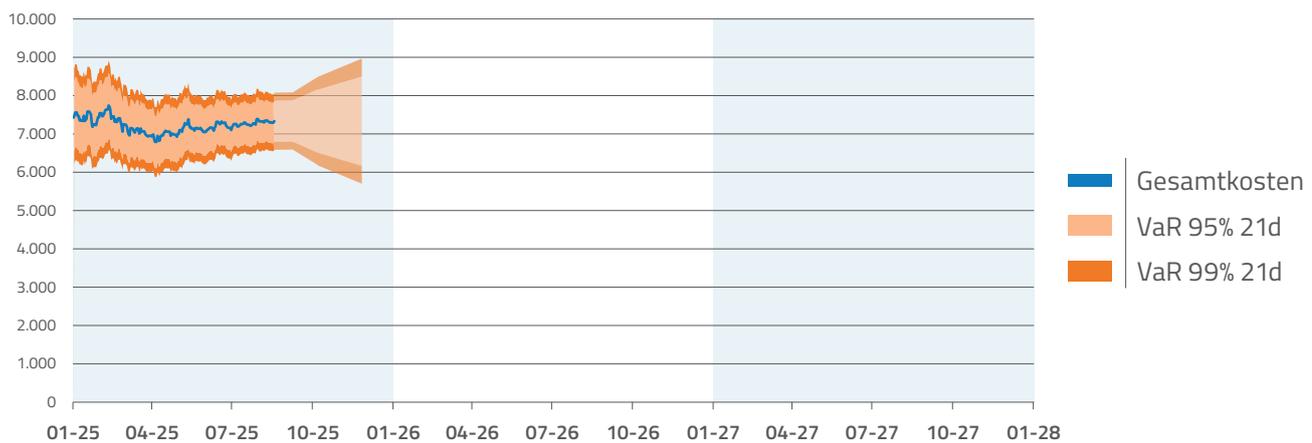
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	7.334 T€	- 24.944 €	6.805 - 7.877 T€ (95%) 6.594 - 8.089 T€ (99%)	6.514 - 8.168 T€ (95%) 6.188 - 8.495 T€ (99%)	6.172 - 8.511 T€ (95%) 5.710 - 8.973 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			66,61 - 80,39 €/MWh (95%) 63,89 - 83,11 €/MWh (99%)	62,87 - 84,13 €/MWh (95%) 58,67 - 88,33 €/MWh (99%)	58,46 - 88,54 €/MWh (95%) 52,52 - 94,48 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2026 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 92,91 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 89 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 83,65 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 9.291 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 77,95 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 58 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 79,70 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.795 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 73,41 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 22 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 73,50 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.341 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	94,07	76,70	73,12
enerchase - offene Position	83,65	79,70	73,50
enerchase - gesamt	92,91	77,95	73,41
Benchmark - gesamt	92,78	77,68	73,17
enerchase vs. BM - gesamt*	0,13	0,27	0,25
enerchase - gehedged in Y-1	89,83		
enerchase - gehedged in Y-2	82,12	79,82	
enerchase - gehedged in Y-3	108,85	74,36	73,12

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

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	88,89	58,33	22,22
enerchase - offene Position	11,11	41,67	77,78
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	11,11	44,44	77,78
enerchase vs. BM - offene Position*	0,00	-2,78	0,00
enerchase - gehedged in Y-1	22,22		
enerchase - gehedged in Y-2	33,33	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	33,33	0,00

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

Beschaffungskosten

(in T€)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	8.362	4.474	1.625
enerchase - offene Position	929	3.321	5.717
enerchase - gesamt	9.291	7.795	7.341
Benchmark - gesamt	9.278	7.768	7.317
enerchase vs. BM - gesamt*	13	27	25
enerchase - gehedged in Y-1	1.996		
enerchase - gehedged in Y-2	2.737	0	
enerchase - gehedged in Y-3	3.628	2.479	0

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

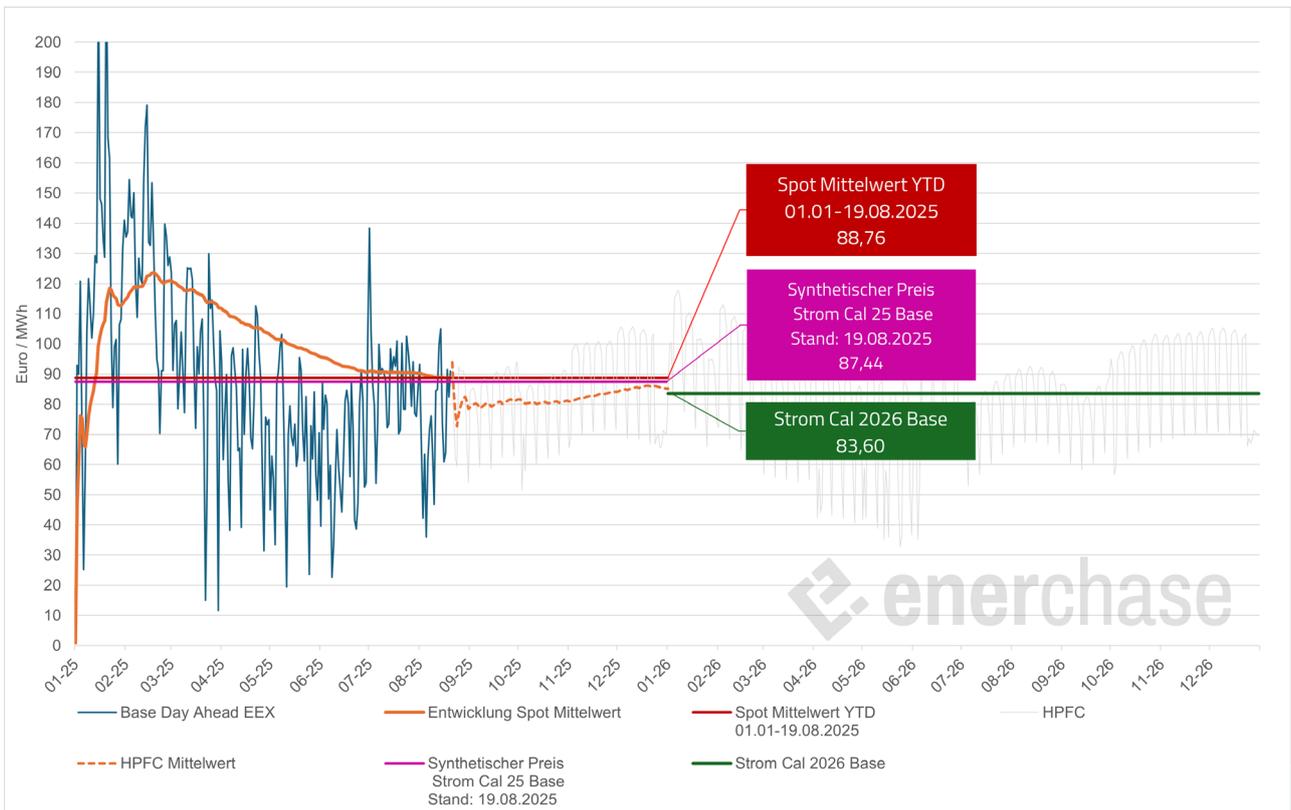
Anhänge

Indexierter Preisverlauf Strom Frontjahre Base (Startpunkt: 01.01.2025)



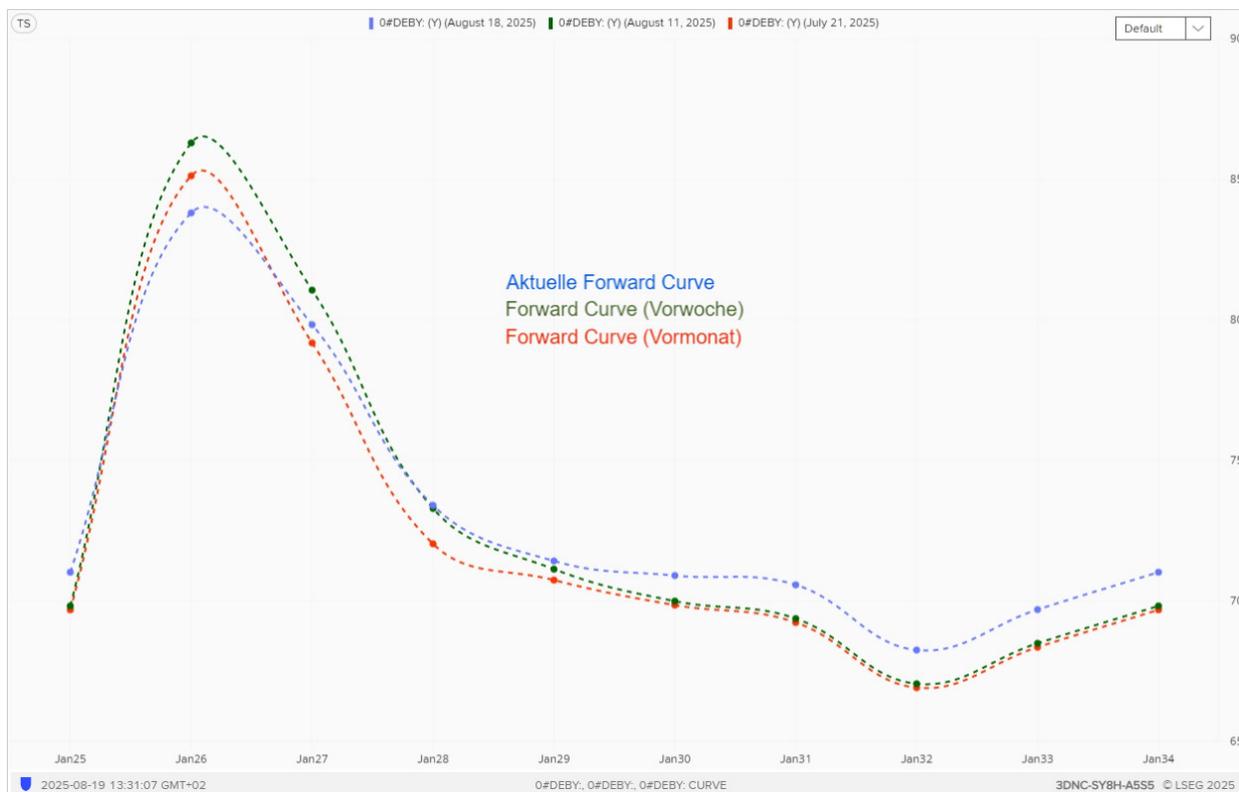
LSEG

Synthetischer Preis Strom Cal 25



Anhänge

Strom Forward Curve



Henry Hub-Gaspreis (rollierender Frontmonat)



Anhänge

Strom Cal 26 Base (Daily)



Strom Cal 26 Base (3-Jahreschart)



Anhänge

Strom Cal 27 Base (Daily)



Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart)



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily)



Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart)



Anhänge

Deal History Lieferjahr 2026

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
02.01.2023	132,00	02.01.2023	132,00	2.778	0
01.02.2023	120,83	01.02.2023	120,83	2.778	0
01.03.2023	114,87	01.03.2023	114,87	2.778	0
03.04.2023	116,25	03.04.2023	116,25	2.778	0
02.05.2023	111,64	02.05.2023	111,64	2.778	0
01.06.2023	98,11	01.06.2023	98,11	2.778	0
03.07.2023	103,03	03.07.2023	103,03	2.778	0
01.08.2023	106,21	01.08.2023	106,21	2.778	0
01.09.2023	109,00	01.09.2023	109,00	2.778	0
02.10.2023	107,65	02.10.2023	107,65	2.778	0
23.11.2023	98,40	01.11.2023	103,65	2.778	14.583
19.12.2023	88,25	01.12.2023	97,44	2.778	25.528
02.01.2024	86,98	02.01.2024	86,98	2.778	0
01.03.2024	69,52	01.02.2024	72,36	2.778	7.889
05.03.2024	73,44	01.03.2024	69,52	2.778	-10.889
02.04.2024	71,32	02.04.2024	71,32	2.778	0
02.05.2024	81,47	02.05.2024	81,47	2.778	0
28.05.2024	86,50	03.06.2024	85,93	2.778	-1.583
01.08.2024	86,74	01.07.2024	82,08	2.778	-12.944
01.08.2024	89,38	01.08.2024	89,38	2.778	0
26.08.2024	87,55	02.09.2024	87,29	2.778	-722
01.10.2024	82,74	01.10.2024	82,74	2.778	0
22.10.2024	83,40	01.11.2024	80,71	2.778	-7.472
06.12.2024	86,40	02.12.2024	88,62	2.778	6.167
14.01.2025	93,25	02.01.2025	92,21	2.778	-2.889
11.02.2025	100,60	03.02.2025	96,89	2.778	-10.306
26.02.2025	84,71	03.03.2025	85,67	2.778	2.667
01.04.2025	87,08	01.04.2025	87,08	2.778	0
09.05.2025	87,32	02.05.2025	84,13	2.778	-8.861
02.06.2025	85,84	02.06.2025	86,91	2.778	2.972
13.06.2025	92,57	01.07.2025	86,30	2.778	-17.417
01.08.2025	87,23	01.08.2025	87,23	2.778	0

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	-	79,70	2.778	2.222

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

Anhänge

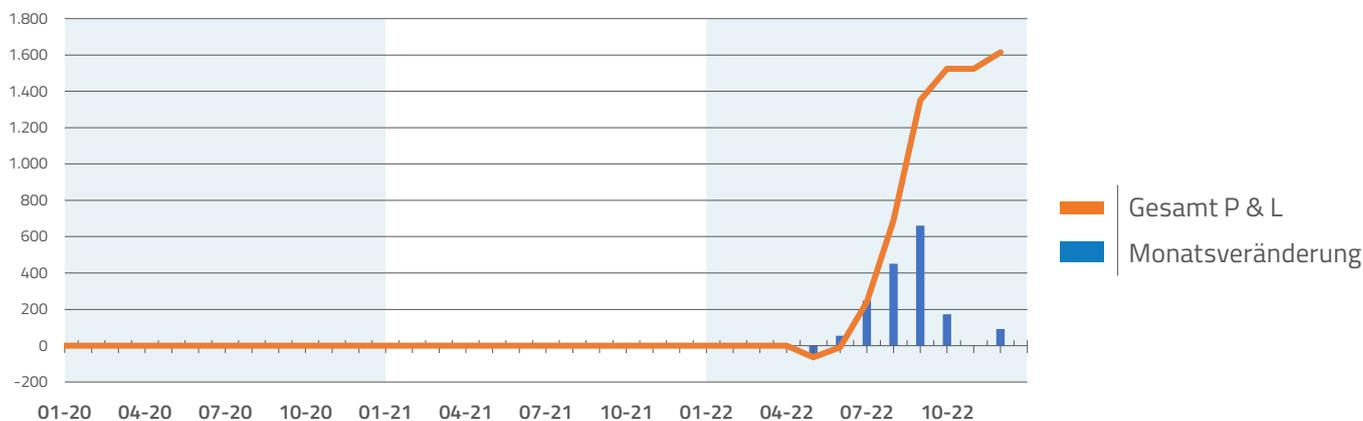
P&L History

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.

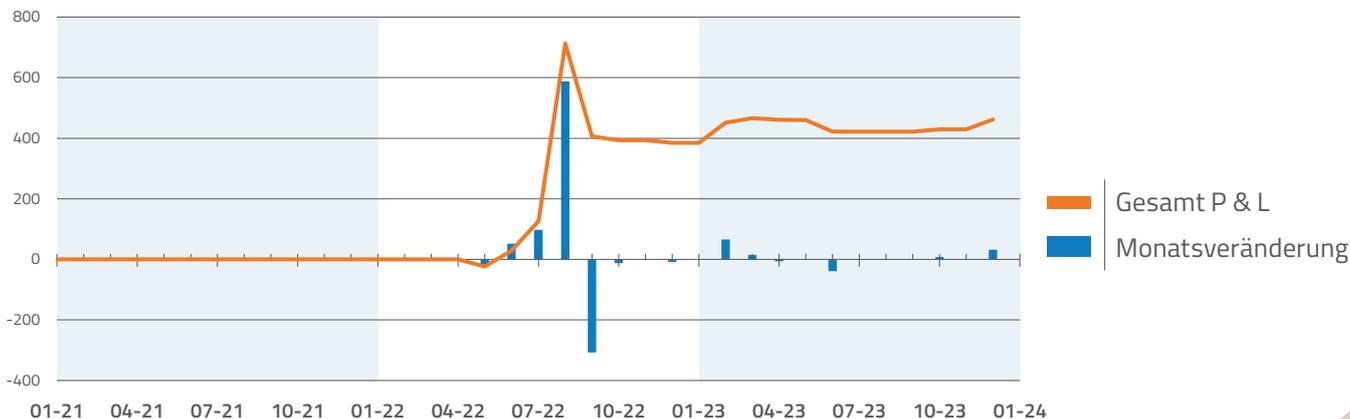


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

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

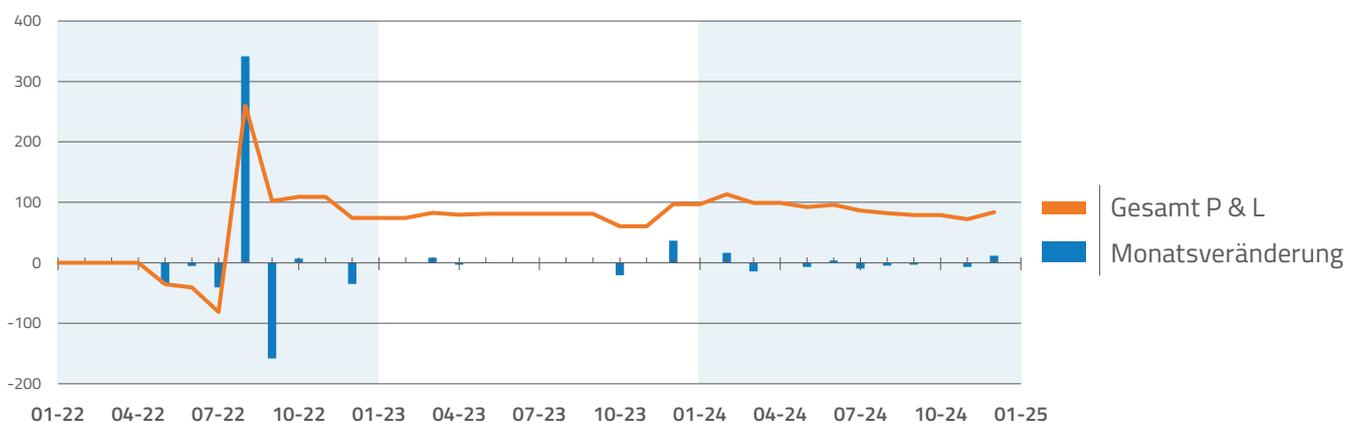
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2025

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2025 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2022 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.



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 „Stop-Loss“ und „Take-Profit“.

Der „Stop-Loss“ 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 „Take-Profit“ 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 die oben genannten Preis-Trigger sind die Tagesschlusskurse an der EEX. Sollte kein Tagesschlusskurs vorliegen, wird ersatzweise auf den Settlement-Preis abgestellt. Bei Erreichen eines Preis-Trigger auf Tagesschlusskurs-Basis soll am folgenden Handelstag die Tranche bis 10 Uhr 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 „Stop-Loss“-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 um 10 Uhr zu EEX-Handelspreisen. Sollte um 10 Uhr 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.

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 selbständig 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

chäden, 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 Angriffen 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.

Marktdaten von LSEG Workspace. Technische Analyse Charts erstellt mit Tradesignal und LSEG Workspace.

EnerChase GmbH & CO. KG

Taubnesselweg 5

47877 Willich

Deutschland

+49 2154 880 938 0

research@enerchase.de