

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Das Marktumfeld bleibt geopolitisch angespannt, die wirtschaftliche Lage uneinheitlich. Zwar hellten sich die Konjunkturdaten etwas auf, dennoch bestehen erhebliche Risiken durch handelspolitische Eskalationen und geopolitische Spannungen. Fundamental sorgte das niedrigere LNG-Preisniveau für temporäre Nachfrageimpulse in Asien, strukturell bleibt der chinesische Bedarf jedoch gedämpft. Die LNG-Lieferungen aus „Arctic LNG 2“ führen zu einer Entlastung im globalen Wettbewerb, wengleich kurzfristige Angebotsrisiken durch norwegische Wartungen und französische Streiks stützend wirken. Charttechnisch präsentiert sich das Bild uneinheitlich: Strom Cal 26 Base bleibt mittelfristig bearish, Strom Cal 27 Base verharrt in einer neutralen Konsolidierung, während Strom Cal 28 Base einen intakten Aufwärtstrend bestätigt. Für das Lieferjahr 2026 sind wir in der September-Tranche in einer Short-Position. Die Oktober-Tranche des Lieferjahres 2027 wollen wir bei einem Kursrücksetzer vorzeitig schließen. Beim Lieferjahr 2028 sind wir in einer Long-Position und schließen eine weitere Tranche (November-Tranche) bei einem Kursrücksetzer.

Beschaffungstelegramm Cal 26: 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 3 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 01.08.2025 +++ letzter Fixierungspreis: 87,23 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 93,13 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 85,58 €/MWh (Schlusskurs 02.09.2025) +++ aktuelle Hedge-Quote 89 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bearish +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

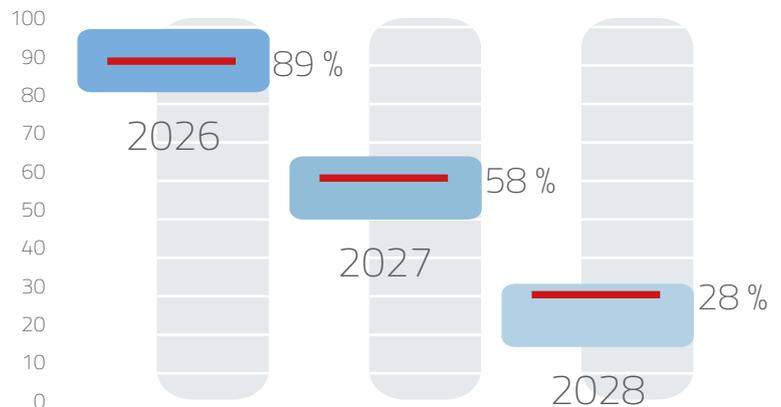
Inhalt

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



Markteinschätzung (1/2)

Konjunktur: Der jüngst Preisauftrieb bei den Energierohstoffen wurde zwar durch robuste Wirtschaftsdaten gestützt, weiterhin bestehen allerdings Risiken für die globale Stabilität. Besonders im Fokus steht weiterhin die US-Handelspolitik. Ein Berufungsgericht stellte klar, dass US-Präsident Donald Trump nicht die Befugnis hat, auf Grundlage eines Notstandsgesetzes umfassende Zölle auf Importwaren zu verhängen. Sollten der Supreme Court das Urteil bestätigen und möglicherweise die bestehenden Zölle rückwirkend für ungültig erklärt werden, drohen gar hohe Rückzahlungen. Mehrere Anwälte warnten gegenüber dem „Wall Street Journal“, dass die USA dazu gar nicht „in der Lage wären“. Parallel wächst der Druck auf Indien und China, russische Energielieferungen zu unterlassen, während direkte Verhandlungen zwischen Russland und der Ukraine ungewiss bleiben. Makroseitig wurde zuletzt eine leichte Erholung in den Einkaufsmanagerindizes Europas und der USA registriert: Die Eurozone verzeichnete mit einem PMI von 50,7 erstmals seit langem wieder Expansion. In Asien jedoch schrumpft das Verarbeitende Gewerbe (Japan 49,7;

Südkorea 48,3), während Indien mit dem stärksten Produktionswachstum seit über 17 Jahren hervorsteht. Trotz dieser positiven Impulse bleibt die industrielle Nachfrage in Europa schwach. In Deutschland dämpften revidierte BIP-Daten sowie eine angeschlagene Industrieproduktion den Ausblick. Die politische Lage trägt zur Unsicherheit bei, etwa in Frankreich, wo die Regierung vor dem Zusammenbruch steht. Eine nachhaltige wirtschaftliche Erholung ist nicht in Sicht und Risiken bestehen vor allem durch mögliche neue handelspolitische Eskalationen sowie den globalen geopolitischen Druck.

Fundamental: Das gesunkene Preisniveau am LNG-Markt (minus 25 Prozent seit Mitte Juni, siehe Chart auf Seite 15) hat insbesondere in Asien zuletzt zu einem kurzzeitigen Nachfrageanstieg geführt. So wurden die japanischen LNG-Speicher im August kräftig aufgefüllt. In Südkorea kam eine hitzebedingte Nachfrage hinzu. China zeigt dagegen weiterhin strukturell keinen Anstieg der Nachfrage. Im Gegenteil: Im August wird zum Vorjahresmonat ein erneuter Rückgang der LNG-Importe erwartet, was der zehnte

Monatsrückgang im Vergleich zum Vorjahr wäre. Auf der Angebotsseite zeigten die jüngsten Entwicklungen zudem, dass die von den USA verhängten Strafzölle gegenüber Indien bislang keine abschreckende Wirkung auf die Käuferseite haben. Erstmals hat China LNG aus dem sanktionierten russischen Arktisprojekt „Arctic LNG 2“ gekauft. Für den europäischen Markt bedeutet dies eine Angebotsentlastung. Je mehr russisches LNG – auch über Umgehungsstrukturen – asiatische Abnehmer findet, desto geringer ist der direkte Wettbewerb Europas um flexible LNG-Ladungen auf dem Weltmarkt. Es mehrten sich allerdings die kurzfristig bullischen Themen. Während in Norwegen Wartungen laufen, kommen Streiks in Frankreich hinzu und auch bei den Wartungen selber treten offenbar Probleme auf. Dafür steigen die LNG-Lieferungen aus den USA. Die aktuellen bullischen Themen sind aus unserer Sicht aber nicht struktureller Natur, sondern vorübergehend.

(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): Nach der dynamischen Abwärtsbewegung bis auf 83,20 Euro/MWh erfolgte der Rebound beim **Strom Cal 26 Base** bis auf 86,20 Euro/MWh im Tages-Liniendiagramm. Der mittelfristige Abwärtstrend bleibt somit weiterhin intakt und solange bleibt die 80-Euro-Marke ein denkbare Anlaufziel. Allerdings hat die Abwärtsdynamik zuletzt nachgelassen und das lokale Tief konnte nicht mehr unterschritten werden. Ein Anstieg über 86,2 Euro/MWh würde den mittelfristigen Abwärtstrend beenden und einen kurzfristigen Aufwärtstrend etablieren. Fazit: Das charttechnische Bild ist kurzfristig neutral und mittelfristig bearish einzuschätzen. Ein Preisrücksetzer wäre eine Kaufgelegenheit.

Das **Strom Cal 27 Base** bleibt derzeit ohne klare Richtung und konsolidiert innerhalb der dargestellten Dreiecksformation. Ein Rücksetzer bis auf die markante Unterstützungszone bei rund 79,4 Euro/MWh aus Horizontalmarken und 200-Tage-Linie dürfte das Kaufinteresse ansteigen lassen. Gelingt den Strombären ein Rücksetzer unter den Support,

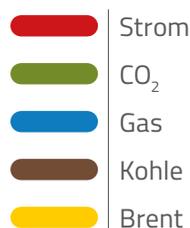
wären Preisabgaben bis 78 Euro/MWh und darunter bis 74,50 Euro/MWh möglich. Auf der Oberseite stellt der Widerstandsbereich bei 83–83,5 Euro/MWh weiterhin die wichtige Leitplanke dar. Darüber wird das Chartbild bullish. Fazit: Das charttechnische Bild ist neutral einzuschätzen. Ein Preisrücksetzer auf die 200-Tage-Linie soll als Kaufgelegenheit genutzt werden.

Das **Strom Cal 28 Base** hat das letzte Verlaufshoch bei 74,2 Euro/MWh dynamisch überwunden und behauptet sich weiterhin in einem intakten mittelfristigen Aufwärtstrend. Weitere Kursanstiege bis 76 Euro/MWh und 77,5 Euro/MWh erscheinen fortan möglich. Auf der Unterseite hat die 20-Tage-Linie bei rund 73,6 Euro/MWh zuletzt als Unterstützung gehalten. Fazit: Der Aufwärtstrend bleibt intakt. Der Preisrücksetzer wurde als Kaufgelegenheit genutzt und wir haben die September- und Oktober-Tranche geschlossen. Bei einem stärkeren Preisrücksetzer bis zur 200-Tage-Linie schließen wir die November-Tranche (Price-Floor: 72,50 Euro/MWh).

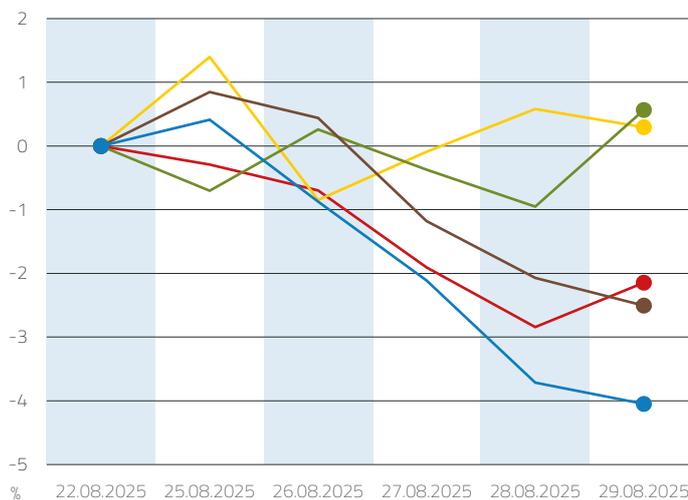
Portfolioausrichtung: Weiterhin wollen wir Preisrücksetzer als Kaufgelegenheit nutzen. Beim Lieferjahr 2026 sind wir eine Short-Position für die September-Tranche eingegangen. Price-Cap und Price-Floor liegen bei 87 Euro/MWh bzw. 81 Euro/MWh. Die Oktober-Tranche des Lieferjahres 2027 wollen wir bei einem Kursrücksetzer vorzeitig bei 80 Euro/MWh schließen. Beim Lieferjahr 2028 sind wir in einer Long-Position und schließen eine weitere Tranche (November-Tranche) bei einem Kursrücksetzer bei 72,50 Euro/MWh.

Markt- entwicklung

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



Energiemarktentwicklung KW 36



Markt- rückblick

In der zurückliegenden Handelswoche zeigten die Energiemärkte ein gemischtes Bild. Besonders das TTF Gas Cal 26 stand unter Druck und verlor auf Wochensicht 4 Prozent. Dahinter folgten das API2 Kohle Cal 26 mit einem Minus von 2,5 Prozent sowie das Strom Cal 26 Base mit einem Rückgang von 2,1 Prozent. Dagegen präsentierten sich die EUAs (Dez-25) und Brent Crude deutlich stabiler und verbuchten auf Wochensicht moderate Zuwächse von 0,6 bzw. 0,3 Prozent. Die Handelswoche stand erneut im Zeichen geopolitischer Spannungen: Die Angriffe auf die Energieinfrastruktur im Ukrainekrieg nahmen deutlich zu, während Berichte über mögliche LNG-Käufe aus der sanktionierten russischen Anlage Arctic LNG 2 für Aufsehen sorgten. Für zusätzliche Unsicherheit sorgte

zudem am Freitag ein Urteil in den USA: Ein Berufungsgericht stellte klar, dass Präsident Donald Trump nicht die Befugnis hat, auf Grundlage eines Notstandsgesetzes umfassende Zölle auf Importwaren zu verhängen.

Trotz des Wochenanstiegs um 4,8 Prozent beim TTF Gas Cal 26 in der KW 34 zeigt zudem der jüngste CoT-Report mit Stichtag 22.08.2025, dass die Investmentfonds erneut die Netto-Long-Position deutlich reduziert haben. Zwar wurden die Long-Positionen nur leicht von 314,9 TWh auf 312,5 TWh reduziert (minus 2,5 TWh bzw. 0,8 Prozent). Auf der Short-Seite kam es dagegen zu einem deutlichen Ausbau von 233,5 TWh auf 247,6 TWh (plus 14,1 TWh bzw. 6,0 Prozent). Dadurch sank die Netto-Long-Position von

81,4 TWh auf nur noch 64,8 TWh (minus 16,6 TWh bzw. 20,3 Prozent). Das Sentiment der Spekulanten trübt sich somit weiter ein und die Investmentfonds bauen nun auch verstärkt Short-Positionen auf.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

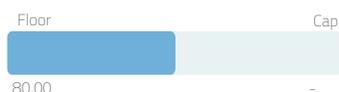
2026



Lieferjahr 2026

32 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 3 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 30.11. | Hedge-Quote: 89 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 93,13 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 93,00 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert): Price-Cap bei 87 €/MWh; Price-Floor bei 81 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bearish

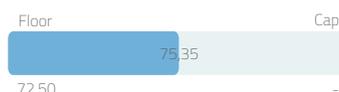
2027



Lieferjahr 2027

21 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.12. | Hedge-Quote: 58 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 78,73 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 78,51 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert): Price-Floor bei 80 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2028



Lieferjahr 2028

10 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.1. | Hedge-Quote: 28 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 74,76 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 74,60 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert): Price-Floor bei 72,5 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortrag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2026	30.11.2025	87,23 €/MWh	85,58 €/MWh	81,00 €/MWh	87,00 €/MWh	aktiviert
2027	31.12.2025	78,90 €/MWh	81,56 €/MWh	80,00 €/MWh	-	aktiviert
2028	31.01.2026	73,62 €/MWh	75,35 €/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 %	93,13 €/MWh	93,00 €/MWh	3	1	- 13.000 €
2027	21 von 36	58 GWh	58 %	78,73 €/MWh	78,51 €/MWh	2	1	- 21.361 €
2028	10 von 36	28 GWh	28 %	74,76 €/MWh	74,60 €/MWh	1	1	- 16.056 €

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

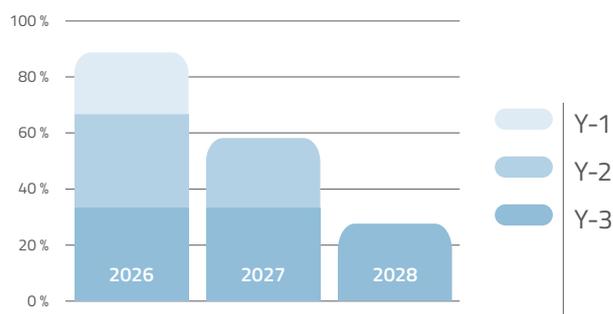
EnerChase vs. Benchmark

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.

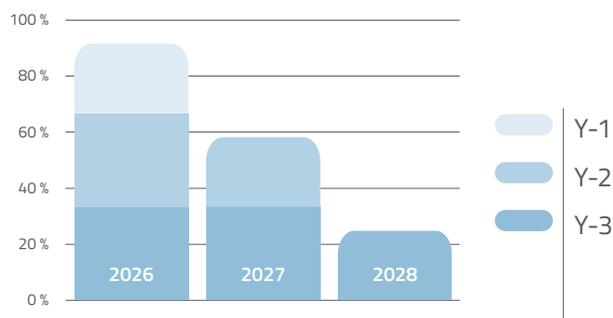
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	89 %	22 %	33 %	33 %
2027	58 %		25 %	33 %
2028	28 %			28 %



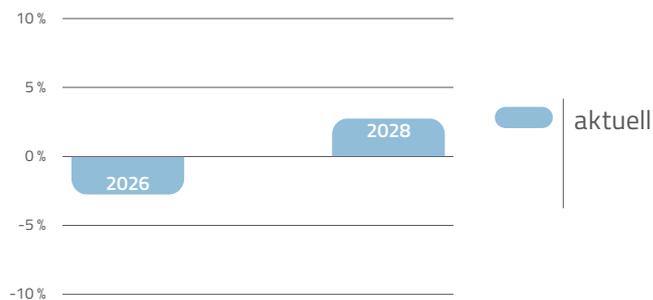
Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	92 %	25 %	33 %	33 %
2027	58 %		25 %	33 %
2028	25 %			25 %



Aktive Allokation

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

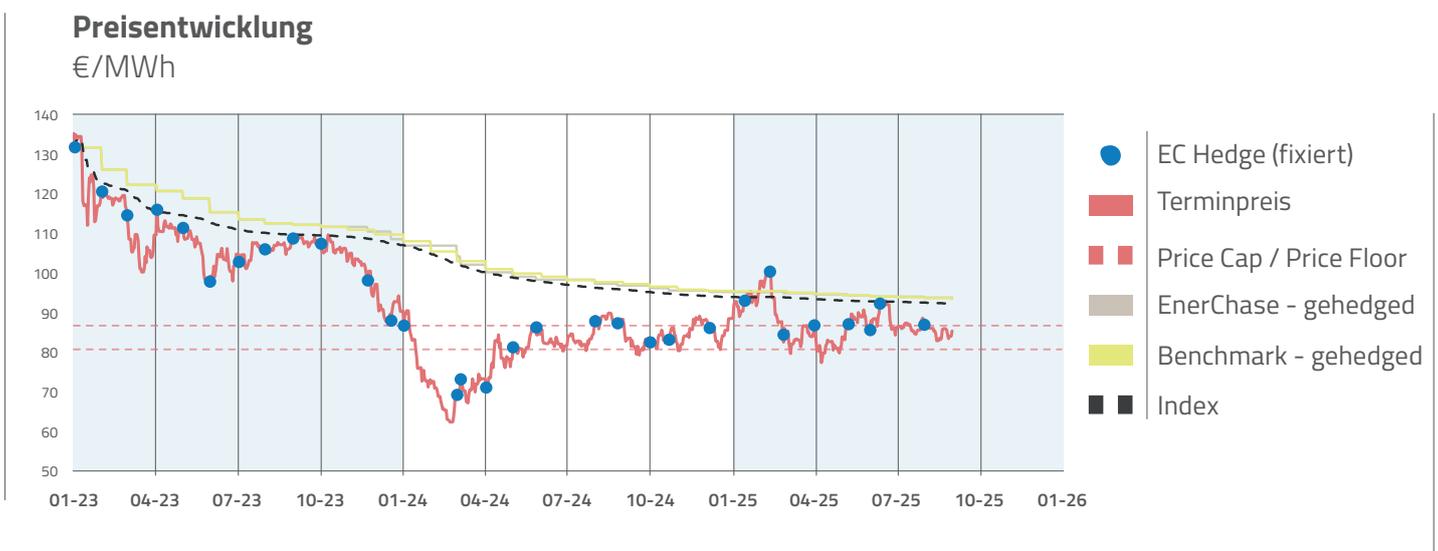


Strom

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 %	93,13 €/MWh	93,00 €/MWh	3	1	- 13.000 €

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

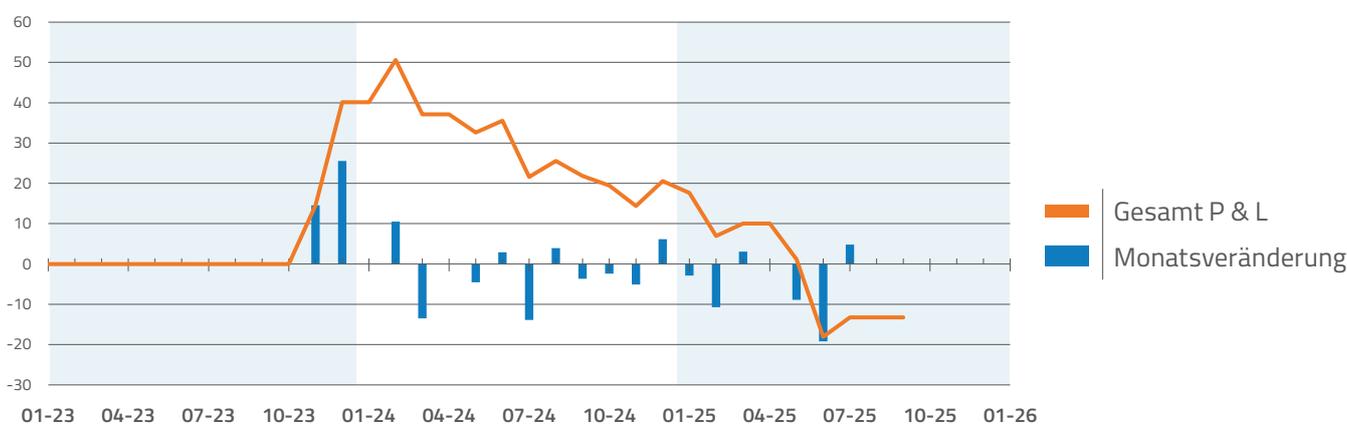
2026

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.

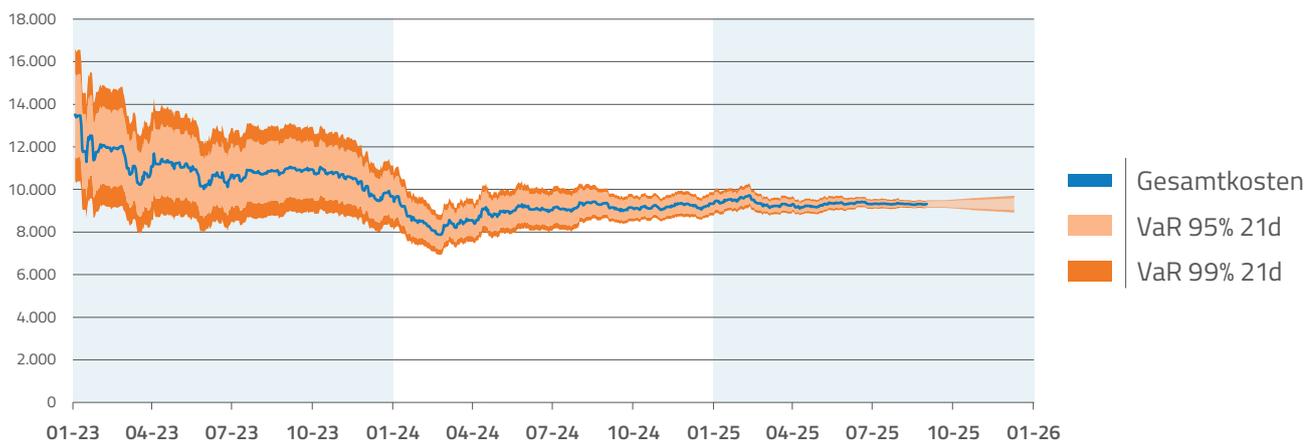
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



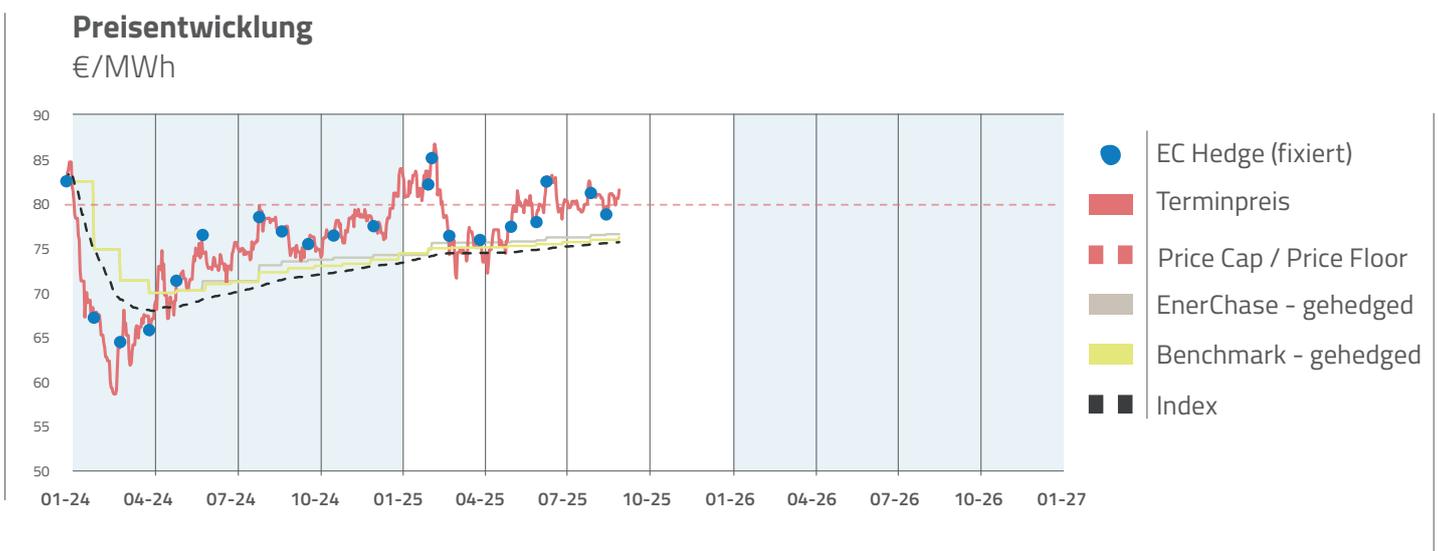
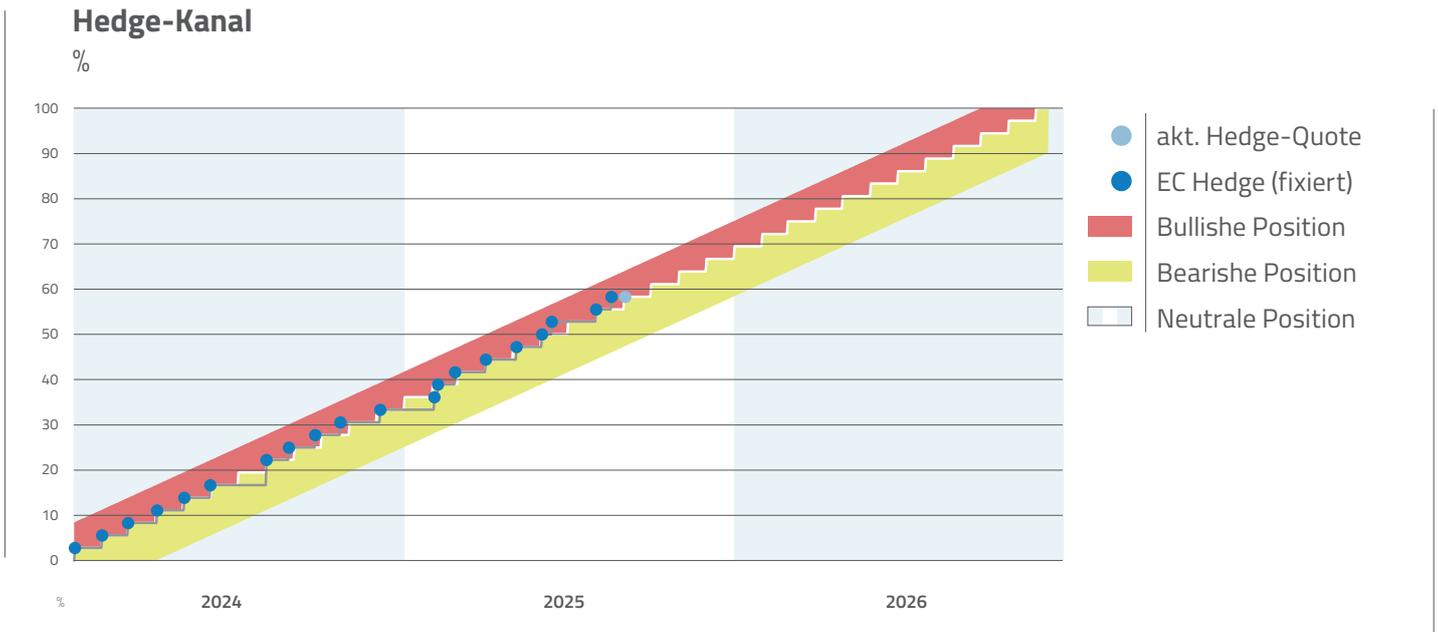
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2026	9.314 T€	- 13.000 €	9.187 - 9.444 T€ (95%) 9.138 - 9.493 T€ (99%)	9.118 - 9.513 T€ (95%) 9.041 - 9.590 T€ (99%)	9.036 - 9.595 T€ (95%) 8.927 - 9.704 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			74,30 - 97,36 €/MWh (95%) 69,82 - 101,84 €/MWh (99%)	68,04 - 103,62 €/MWh (95%) 61,12 - 110,54 €/MWh (99%)	60,67 - 110,99 €/MWh (95%) 50,89 - 120,77 €/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 %	78,73 €/MWh	78,51 €/MWh	2	1	- 21.361 €

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

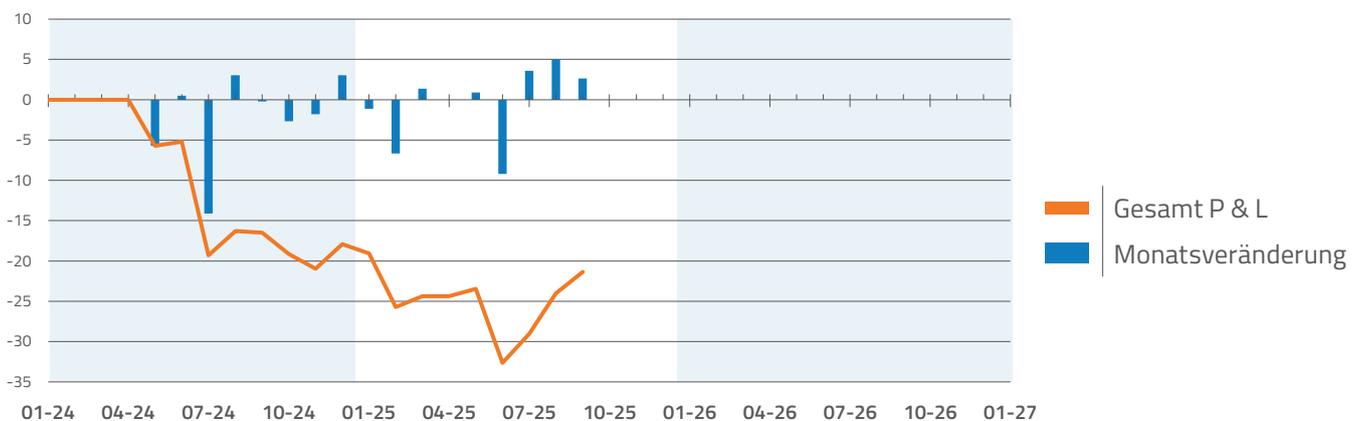
2027

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.

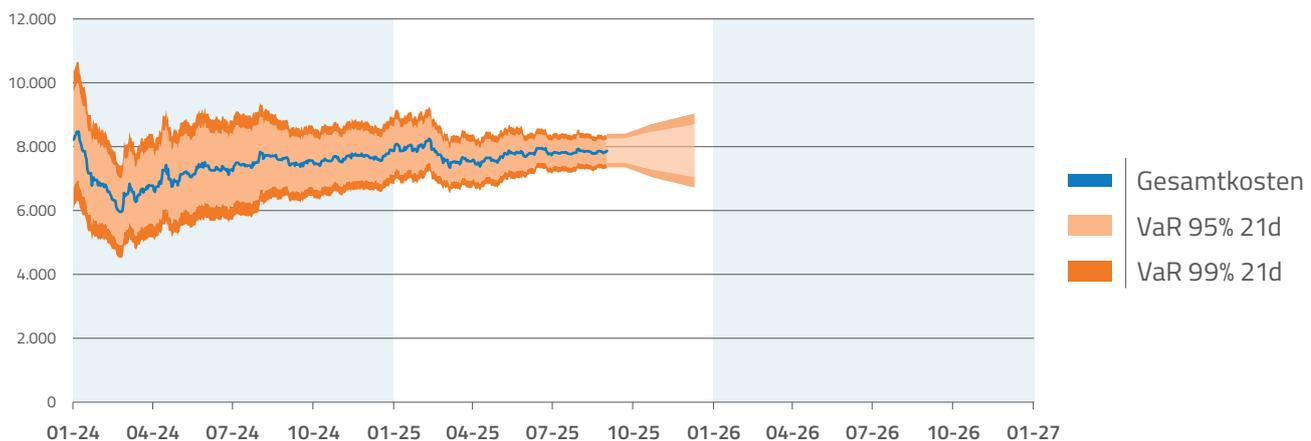
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



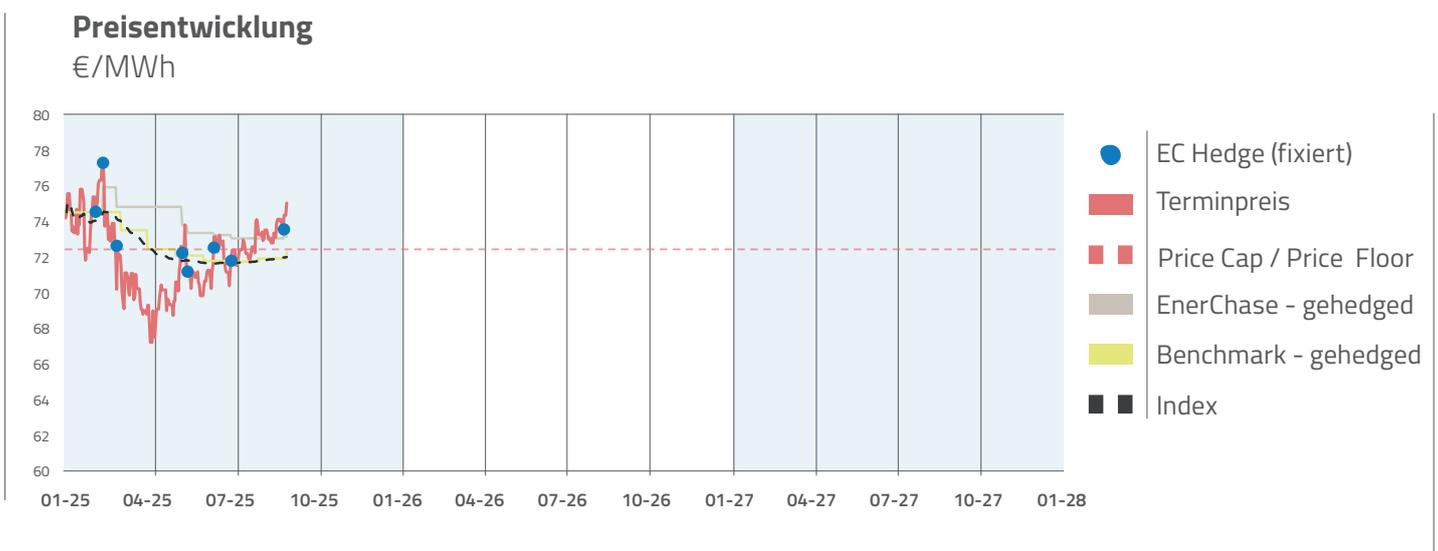
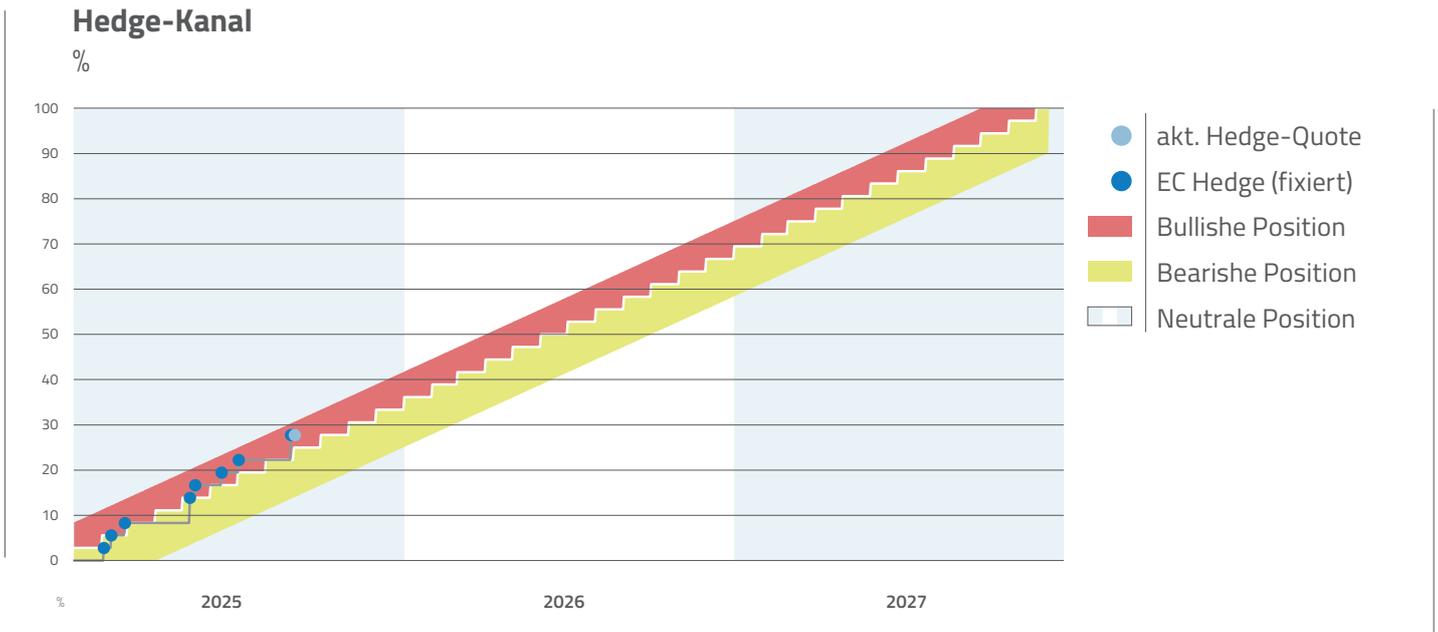
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	7.877 T€	- 21.361 €	7.504 - 8.265 T€ (95%) 7.355 - 8.414 T€ (99%)	7.297 - 8.472 T€ (95%) 7.068 - 8.702 T€ (99%)	7.054 - 8.715 T€ (95%) 6.729 - 9.040 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			72,72 - 90,98 €/MWh (95%) 69,14 - 94,56 €/MWh (99%)	67,76 - 95,94 €/MWh (95%) 62,24 - 101,46 €/MWh (99%)	61,92 - 101,78 €/MWh (95%) 54,12 - 109,58 €/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	10 von 36	28 GWh	28 %	74,76 €/MWh	74,60 €/MWh	1	1	- 16.056 €

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

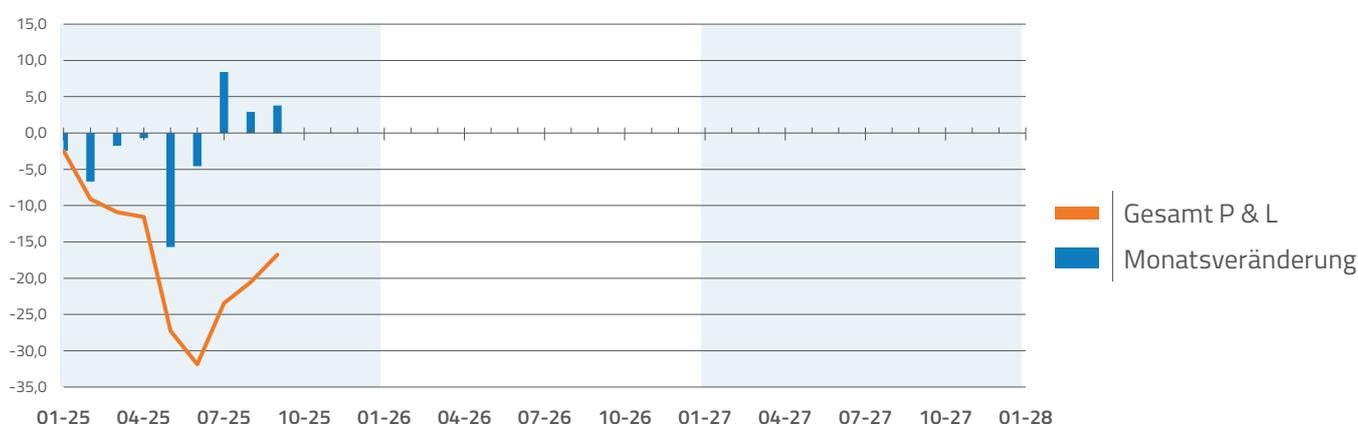
2028

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.

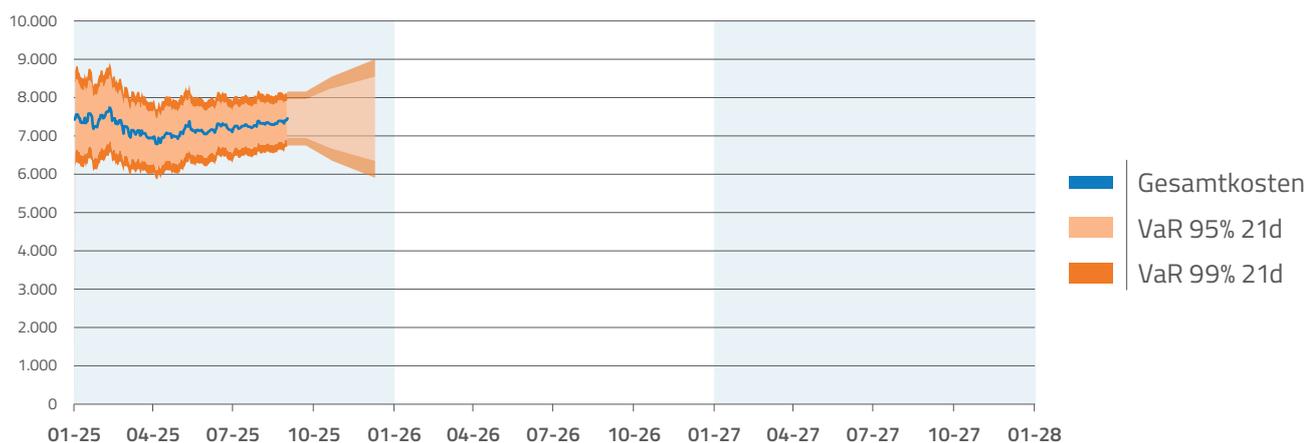
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	7.457 T€	- 16.056 €	6.950 - 7.965 T€ (95%) 6.751 - 8.164 T€ (99%)	6.675 - 8.240 T€ (95%) 6.367 - 8.548 T€ (99%)	6.351 - 8.564 T€ (95%) 5.916 - 9.000 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			68,08 - 82,12 €/MWh (95%) 65,32 - 84,88 €/MWh (99%)	64,26 - 85,94 €/MWh (95%) 60,0 - 90,20 €/MWh (99%)	59,78 - 90,42 €/MWh (95%) 53,75 - 96,45 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2026 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 93,13 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 89 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 85,58 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 9.313 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 78,73 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 58 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 81,56 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.873 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 74,76 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 28 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 75,35 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.476 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	94,07	76,70	73,22
enerchase - offene Position	85,58	81,56	75,35
enerchase - gesamt	93,13	78,73	74,76
Benchmark - gesamt	93,00	78,51	74,60
enerchase vs. BM - gesamt*	0,13	0,21	0,16
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	73,22

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

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	88,89	58,33	27,78
enerchase - offene Position	11,11	41,67	72,22
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	8,33	41,67	75,00
enerchase vs. BM - offene Position*	2,78	0,00	-2,78
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	2.034
enerchase - offene Position	951	3.398	5.442
enerchase - gesamt	9.313	7.873	7.476
Benchmark - gesamt	9.300	7.851	7.460
enerchase vs. BM - gesamt*	13	21	16
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

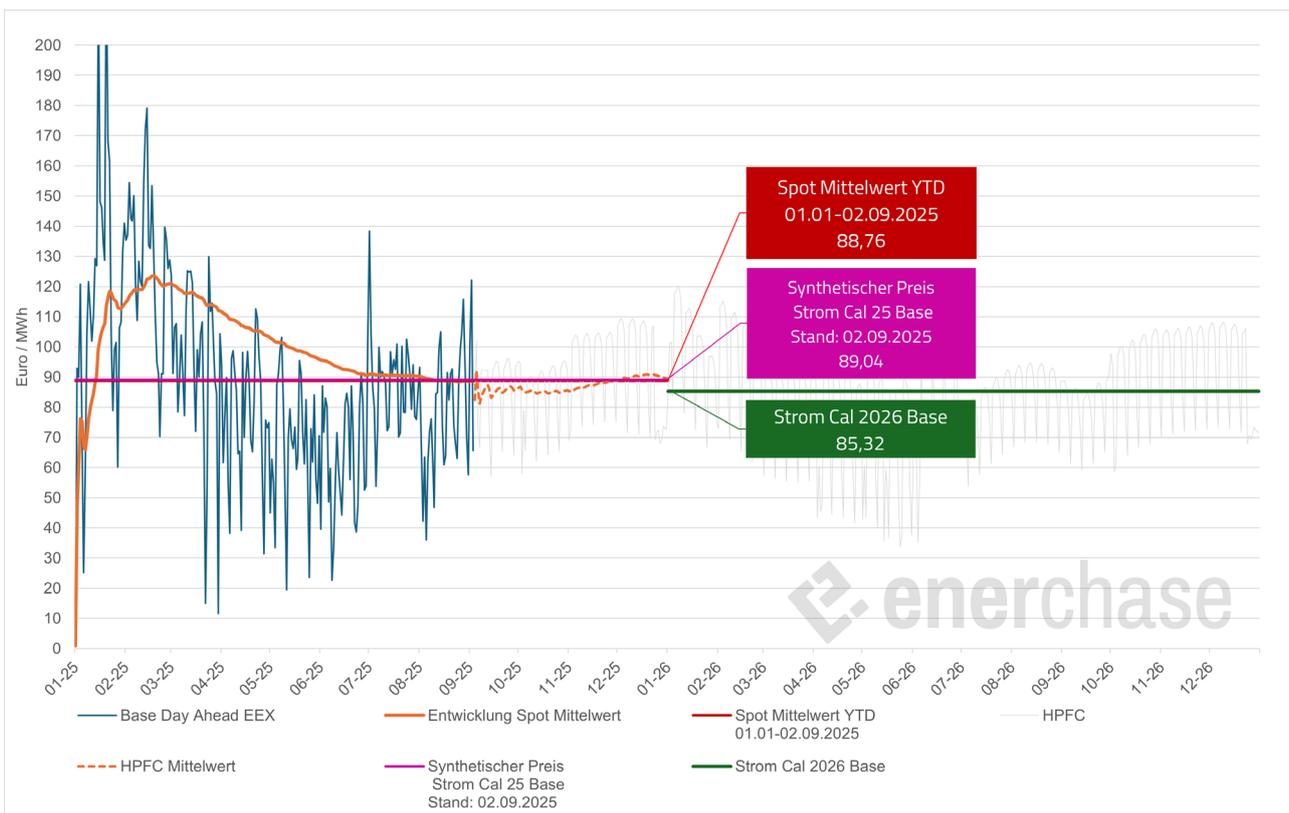
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

Indexierter Preisverlauf Strom Frontjahre Base (Startpunkt: 01.01.2025)

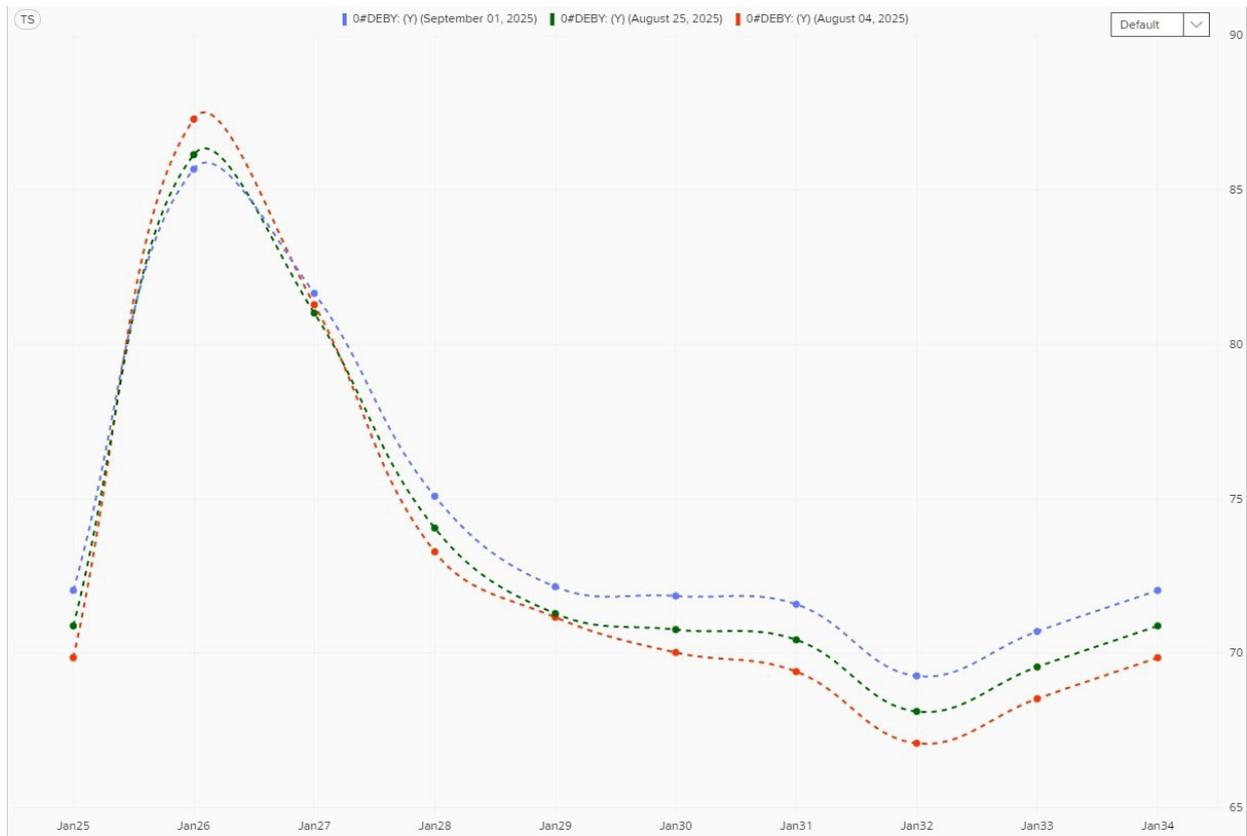


Synthetischer Preis Strom Cal 25



Anhänge

Strom Forward Curve

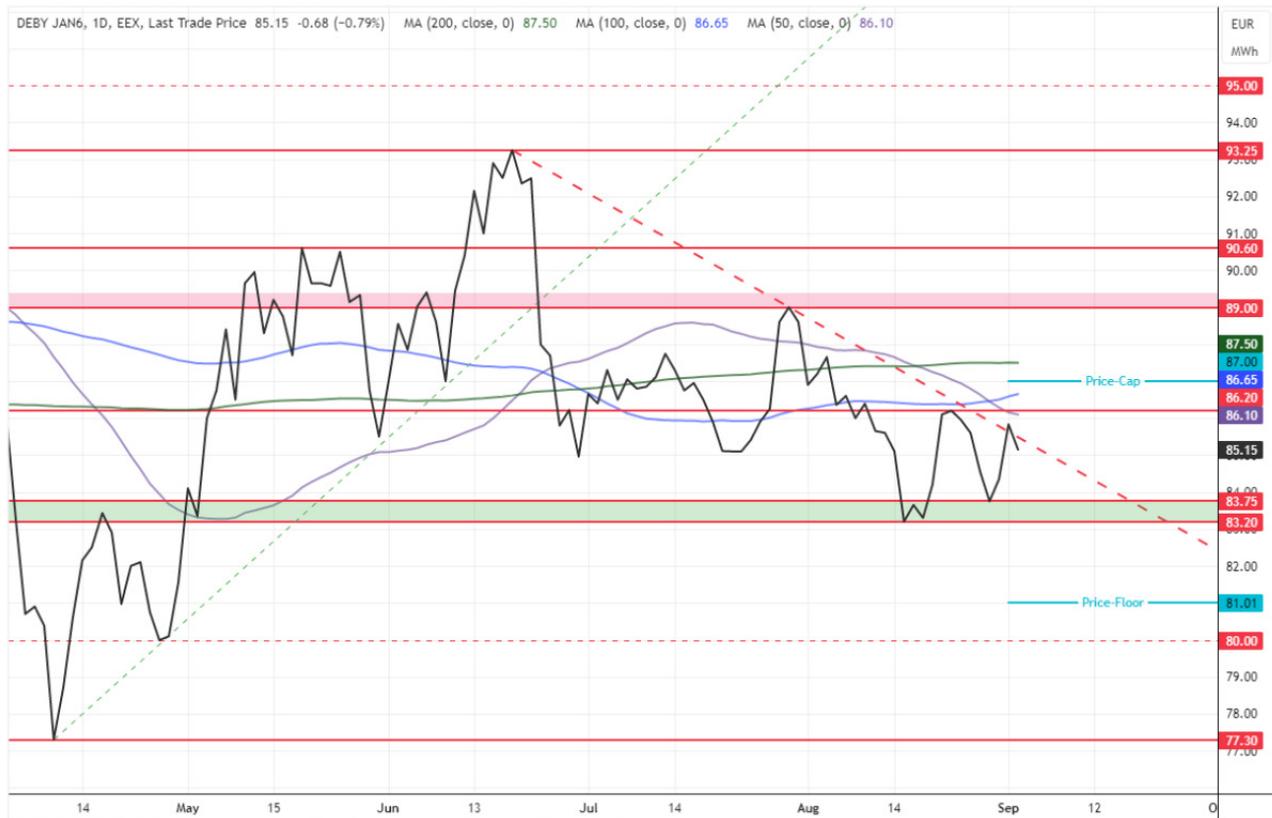


JKM-LNG Frontmonat im Tages-Liniendiagramm



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
-	85,58	01.09.2025	85,68	2.778	278

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

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	-	75,35	2.778	4.806

Anhänge

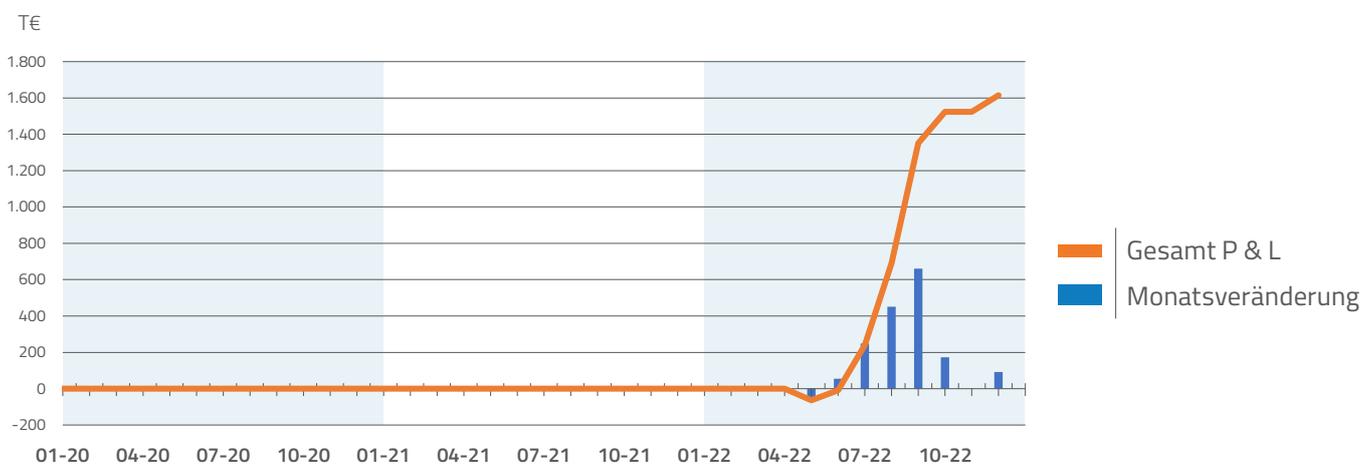
P&L History

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.

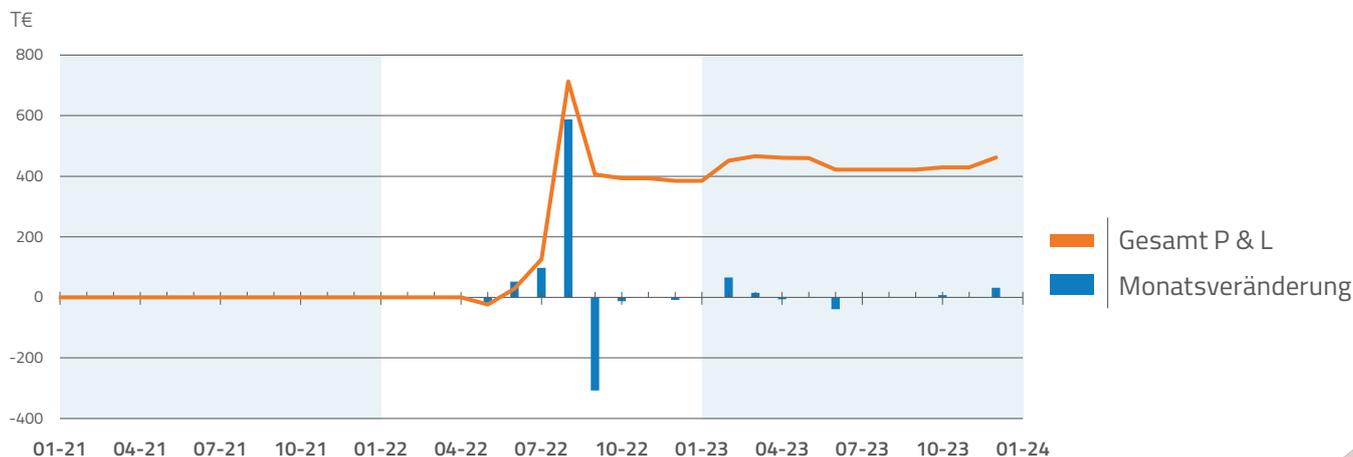


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

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

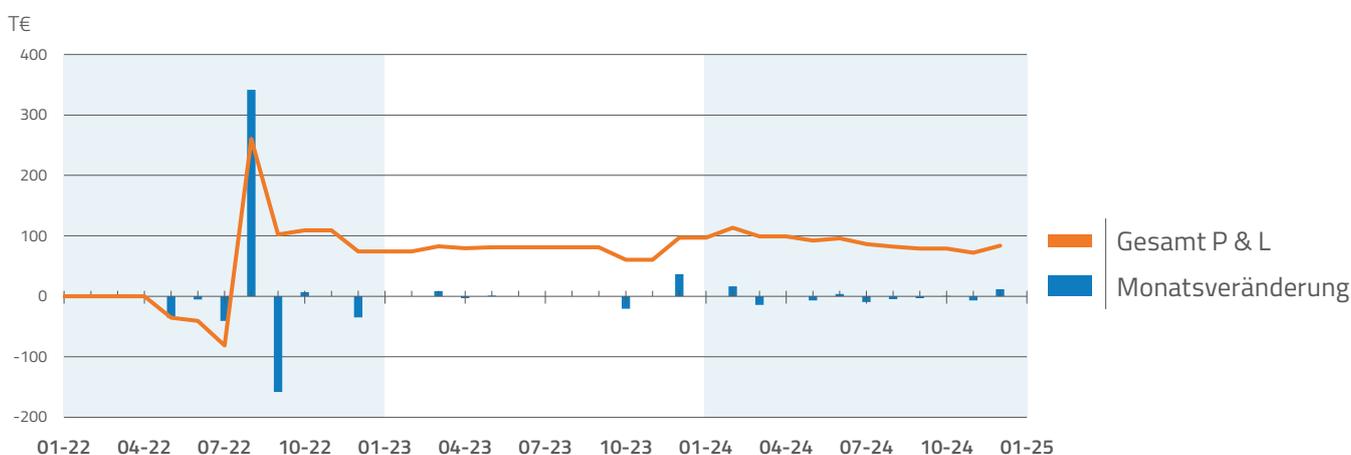
P&L History

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 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 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

EnerChase GmbH & CO. KG

Taubnesselweg 5

47877 Willich

Deutschland

+49 2154 880 938 0

research@enerchase.de

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 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.