

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Aktuell rücken die Handelsgespräche und drohende Zölle wieder in den Fokus. Im Fall von Einigungen kann sich dies bullish auf die Energierohstoffe auswirken. Die Nahostrisiken dürften mittlerweile ausgepreist sein. Die bullischen Argumente wie heißer Sommer, Probleme der französischen Kernkraft oder drohende Sanktionen gegen Russland bleiben bestehen. Charttechnisch sieht das Bild nach den jüngsten Preisrückgängen kurzfristig bearish aus. Aktuell überwiegen aus fundamentaler Sicht aber weiterhin die bullischen Argumente (heißer Sommer, Probleme der französischen Kernkraft, drohende Sanktionen gegen Russland, LNG-Nachfrage Asien). Daher wollen wir Preisrücksetzer weiterhin als Kaufgelegenheit nutzen („Buy-the-Dip“) und lassen für die August-Tranche unsere Price-Floors in allen drei Lieferjahren aktiviert.

Beschaffungstelegramm Cal 26: 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 2 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 13.06.2025 +++ letzter Fixierungspreis: 92,57 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 93,16 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 86,15 €/MWh (Schlusskurs 01.07.2025) +++ aktuelle Hedge-Quote 86 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

Save the date:
Review-Meeting
Q2 25 am
29.07.2025 um
11:30 Uhr

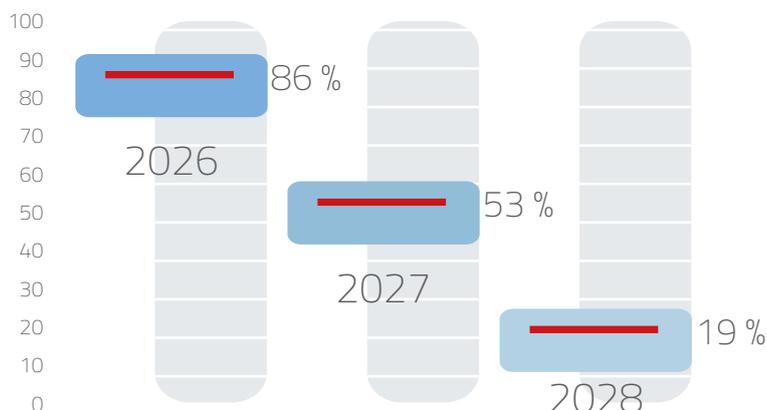
Inhalt

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: Die Handelsgespräche zwischen den USA und dem Rest der Welt nehmen wieder Tempo auf und die Deadline 9.7. rückt näher. Damit tritt das Thema aus dem Aufmerksamkeitsschatten, den der Nahostkonflikt geworfen hat. Zölle und die Unsicherheit über den zukünftigen Welthandel sind zwar eine Belastung für die Weltkonjunktur und daher bearish für die Energierohstoffe. Eine Einigung z.B. zwischen der EU und den USA könnte aber allgemein auch Erleichterung auslösen und die Kurse treiben, selbst wenn die neuen Zölle nicht komplett verschwinden.

Fundamental: Zu Beginn der neuen Woche haben sich die Preisrückgänge an den Energiemärkten weiter fortgesetzt. Fundamentale Gründe drängen sich nicht auf – die Nahostrisiken dürften ebenfalls mittlerweile ausgepreist sein. Die bullischen Argumente wie heißer Sommer, Probleme der französischen Kernkraft oder drohende Sanktionen gegen Russland bleiben bestehen. So musste der französische Energieversorger EDF die Abschaltung des Kernkraftwerks Golfech 1 (1,3 GW)

wegen hoher Wassertemperaturen der Garonne bis zum 7. Juli verlängern. Auch die Reaktoren Blayais 1 (910 MW) und Bugey 3 (915 MW) mussten zeitweise ihre Leistung reduzieren, sind inzwischen jedoch wieder voll am Netz. Der Sommer ist noch lang und Meteorologen gehen von einem heißen und trockenen Sommer in Europa aus, der die Energieversorgung noch vor einige Herausforderungen stellen wird. Die zuletzt hohen LNG-Preise haben Kohle in Asien zwar vielerorts attraktiver als Gas gemacht, insbesondere zeigt China weiterhin eine schwache LNG-Nachfrage. Aber die asiatische LNG-Preise (JKM) sind nach den jüngsten Preisrückgängen in Europa im Vergleich zu TTF attraktiver für US-Exporteure geworden (siehe Chart auf Seite 15). In der vergangenen Woche sanken daher Europas LNG-Importe um 30 Prozent auf 2,3 Milliarden Kubikmeter, den niedrigsten Stand seit Anfang November 2023, hauptsächlich bedingt durch geringere Lieferungen aus den USA und Algerien. Parallel dazu erreichten die LNG-Importe Asiens ein Sechs-Wochenhoch, angetrieben durch hohe Nachfrage

in Nordostasien. Wir halten es außerdem für wahrscheinlich, dass die EU mit der Slowakei eine Einigung erzielen wird und russisches Gas bis 2027 vom EU-Markt verbannen wird (Basisszenario).

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Infolge der Entspannungssignale aus Nahost hat das Strom Cal 26 Base einige wichtige Unterstützungsmarken unterschritten und den mittelfristigen Aufwärtstrend beendet. Auch das Strom Cal 27 Base zeige starkes Verkaufsinteresse, notiert aber weiterhin oberhalb der 200-Tage-Linie. Das Strom Cal 28 Base konnte die wichtigen gleitenden Durchschnitte und die Aufwärtstrendgerade unterschreiten.

Fortsetzung auf folgender 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)

Das **Strom Cal 26 Base** ist seit dem Hoch bei 93,3 Euro/MWh am 19. Juni bis auf rund 85 Euro/MWh im gestrigen Schlusskurs zurückgefallen. Während dieser kräftigen Abwärtsbewegung wurde nicht nur die grün gestrichelte Aufwärtstrendgerade mit Beginn April unterschritten, sondern auch die starke Unterstützungszone bei rund 87 Euro/MWh, bestehend aus dem Verlaufstief vom 10.06. (87 Euro/MWh) und der seitwärts verlaufenden 200-Tage-Linie (86,3 Euro/MWh). Der mittelfristige Aufwärtstrend wurde somit beendet und ein kurzfristiger Trendwechsel konnte vollzogen werden. Kaufinteresse zeigt sich nun auf der nächsten Support-Marke bei 85,5 Euro/MWh. Sollten die Strombörsen nach der derzeitigen Gegenbewegung die Baisse fortsetzen, wartet bei 83,35 Euro/MWh ein nächster Support. Darunter rückt die 80-Euro-Marke in greifbare Nähe. Ein Anstieg über 87 Euro/MWh würde die Strombörsen hingegen wieder zurückbringen.

Das **Strom Cal 27 Base** hat in der vergangenen Woche das markante Unterstützungsniveau bei rund 81 Euro/MWh unterschritten und ist bis auf die

200-Tage-Linie bei aktuell 76,3 Euro/MWh zurückgefallen. Damit wurde der mittelfristige Aufwärtstrend beendet. Für weitere Kursabschläge müssen die Strombörsen nun zunächst den wichtigsten gleitenden Durchschnitt aus dem Spiel nehmen, so dass die nächsten Support-Marken bei rund 77 Euro/MWh, 76 Euro/MWh und 74,50 Euro/MWh angefahren werden könnten. Oberhalb des letzten Verlaufshochs bei rund 80 Euro/MWh würden die Strombörsen hingegen ein erstes Warnsignal senden. Ein Anstieg über 81 Euro/MWh würde dann auch den grün gestrichelten Aufwärtstrend wieder ins Spiel bringen.

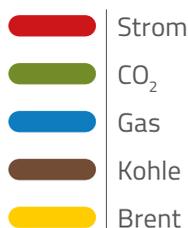
Das **Strom Cal 28 Base** hat die kurzzeitige Konsolidierung bearish aufgelöst und ist unter die wichtigsten gleitenden Durchschnitte, sowie die grün gestrichelte Aufwärtstrendgerade zurückgefallen. Derzeit notiert der Jahres-Future oberhalb der 70-Euro-Marke, auf der mit Kaufdruck zu rechnen ist. Sollten die Strombörsen die wichtige Supportmarke unterschreiten, sind die nächsten wichtigen Kursmarken auf der Unterseite bei rund 69 Euro/MWh und 67 Euro/MWh zu finden. Ein Anstieg über 72

Euro/MWh würde das Chartbild dagegen bullischer einfärben.

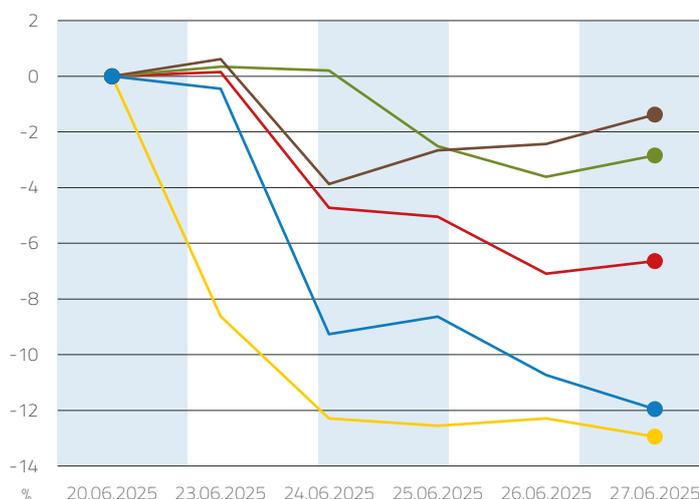
Portfolioausrichtung: Aufgrund der hohen Aufwärtsrisiken im Rahmen der Eskalation in Nahost hatten wir die Juli-Tranche vorgezogen und das Beschaffungsrisiko reduziert. Die überraschend schnelle Einigung in der Region sorgte dann für eine Talfahrt an den Energiemärkten. Aus Risikogesichtspunkten war die Beschaffung dennoch sinnvoll. Aktuell überwiegen aus unserer Sicht nun weiterhin die bullischen Argumente (heißer Sommer, Probleme der französischen Kernkraft, drohende Sanktionen gegen Russland, LNG-Nachfrage Asien). Daher wollen wir Preisrücksetzer weiterhin als Kaufgelegenheit nutzen („Buy-the-Dip“) und lassen für die August-Tranche unsere Price-Floors in allen drei Lieferjahren aktiviert. Die August-Tranche sichern wir zu folgenden Preisen: Cal 26 Base bei 81,00 Euro/MWh, Cal 27 Base bei 75,50 Euro/MWh und Cal 28 Base bei 70,50 Euro/MWh.

Markt- entwicklung

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



Energiemarktentwicklung KW 27



Markt- rückblick

In der KW 26 kam es bei den von uns betrachteten Energierohstoffen und den EUAs teilweise zu einem regelrechten Ausverkauf. Während das API#2 Kohle Cal 26 und die EUAs (Dez. 25) mit einem Wochenminus in Höhe von 1,4 bzw. 2,8 Prozent noch relativ glimpflich davorkamen, brachen Strom Cal 26 Base um 6,6 Prozent und TTF Gas Cal 26 um 12,0 Prozent ein. Sogar noch stärker nach unten ging es mit den Frontmonaten von Rohöl Brent (minus 12,9 Prozent) und TTF Gas (minus 19,2 Prozent). Im Vergleich dazu fielen die Abschläge von US-Erdgas Henry Hub und LNG Japan-Korea-Marker in Höhe von 2,6 bzw. 7,4 Prozent fast schon moderat aus. So schnell der Markt Risikoprämien aufbaute, so schnell baute er sie auch wieder ab und nicht nur das: Mit Ausnahme der Steinkohle, die aus unserer Sicht neben

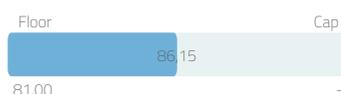
Rohöl Brent fundamental am schwächsten einzustufen ist, haben alle anderen Rohstoffe sowie die EUAs ihr Preisniveau vom 12. Juni – also dem Tag vor dem Angriff Israels auf den Iran – unterschritten, und das zum Teil deutlich. Nachdem am Wochenende die USA Atomanlagen im Iran angegriffen hatten, folgte überraschend zeitnah, und zwar bereits am Dienstag, die Ankündigung einer Waffenruhe. Das Ende des von US-Präsident Donald Trump als „The 12 Day War“ benannten Konfliktes sorgte dafür, dass Rohöl Brent innerhalb eines Handelstages vom Hoch bei 81,40 US-Dollar/bbl bis zum Wochentief auf 66,82 US-Dollar/bbl und damit zwischenzeitlich um rund 18 Prozent gefallen ist. Der vorab angekündigte Gegenschlag durch den Iran auf Militärbasen in Katar und Irak war bereits ein Anzeichen dafür, dass der Iran zwar keine weitere Eskalation

beabsichtigte, einen Waffenstillstand aber an die Bedingung geknüpft hat, dass Israel seine Angriffe einstellt. Israel hatte daraufhin dem Waffenstillstand zugestimmt. Die Waffenruhe in Nahost schien nachfolgend zu halten, die Lage blieb jedoch zunächst unsicher und dynamisch. So wurde laut US-Geheimdienst das iranische Atomprogramm nur um einige Monate zurückgeworfen. Israel wolle außerdem den Kampf gegen die „iranische Achse“ fortsetzen. Dennoch wurden die Risikoprämien am Energiemarkt im Wochenverlauf immer weiter abgebaut. Dies dürfte das spekulative Verkaufsinteresse der Investmentfonds, die zuvor noch merklich „netto-long“ gegangen waren, naturgemäß spürbar erhöht haben. Die CoT-Daten dazu werden am Mittwoch veröffentlicht.

Beschaffungsportfolio Strom

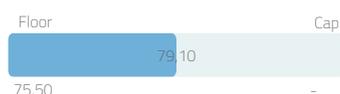
aktuell

2026

**Lieferjahr 2026**

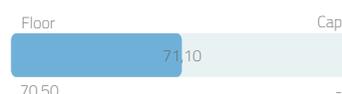
31 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.8. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.10. | Hedge-Quote: 86 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 93,16 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 93,02 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 81 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2027

**Lieferjahr 2027**

19 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.8. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.10. | Hedge-Quote: 53 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 77,65 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 77,34 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 75,5 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2028

**Lieferjahr 2028**

7 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.8. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.10. | Hedge-Quote: 19 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 71,53 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 71,23 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 70,5 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortrag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2026	31.10.2025	92,57 €/MWh	86,15 €/MWh	81,00 €/MWh	-	aktiviert
2027	31.10.2025	82,59 €/MWh	79,10 €/MWh	75,50 €/MWh	-	aktiviert
2028	31.10.2025	72,60 €/MWh	71,10 €/MWh	70,50 €/MWh	-	aktiviert

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2026	31 von 36	86 GWh	86 %	93,16 €/MWh	93,02 €/MWh	2	1	- 13.694 €
2027	19 von 36	53 GWh	53 %	77,65 €/MWh	77,34 €/MWh	2	1	- 30.667 €
2028	7 von 36	19 GWh	19 %	71,53 €/MWh	71,23 €/MWh	2	1	- 30.056 €

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

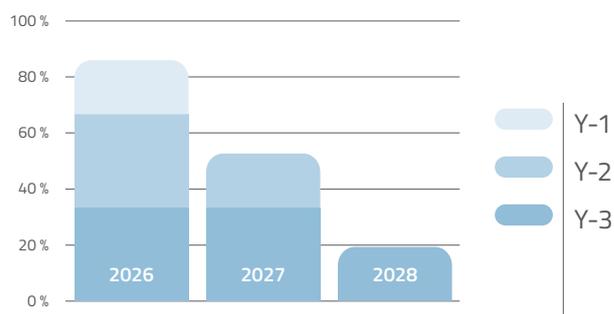
EnerChase vs. Benchmark

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.

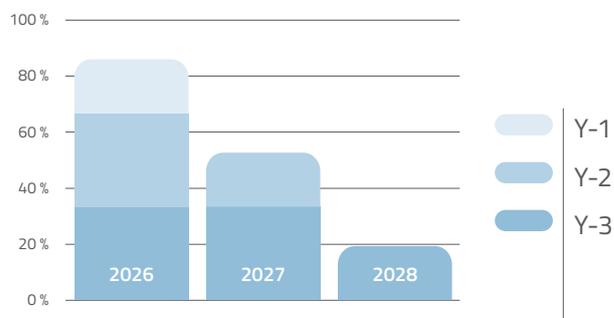
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	86 %	19 %	33 %	33 %
2027	53 %		19 %	33 %
2028	19 %			19 %



Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	86 %	19 %	33 %	33 %
2027	53 %		19 %	33 %
2028	19 %			19 %



Aktive Allokation

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

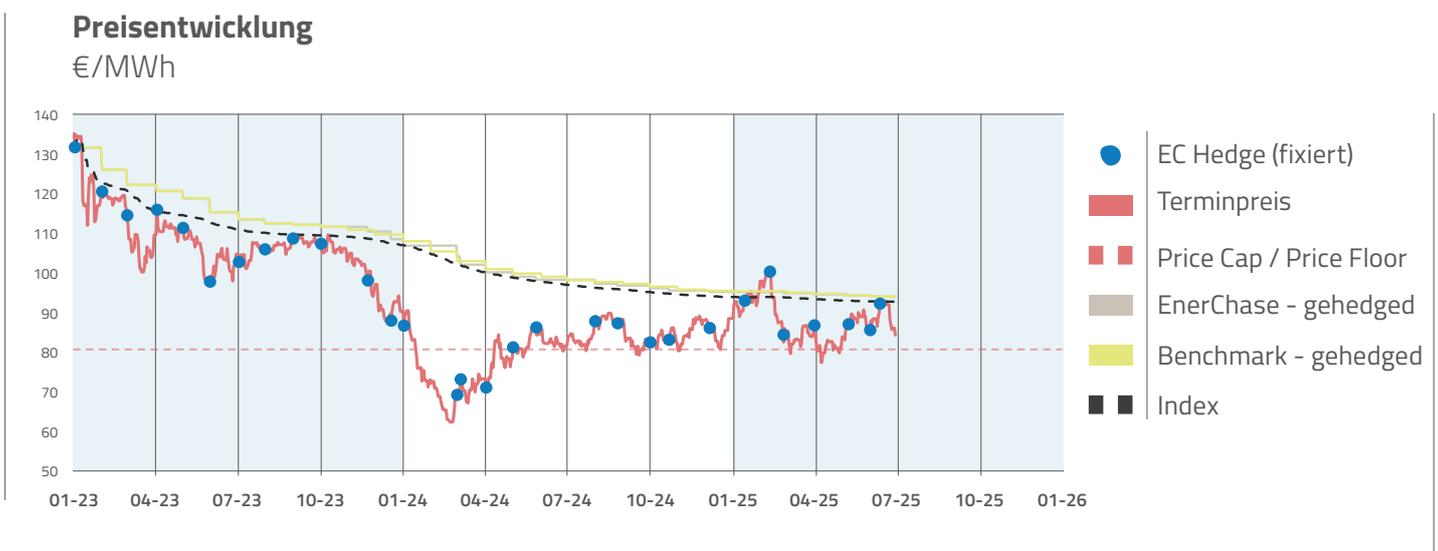


Strom

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	31 von 36	86 GWh	86 %	93,16 €/MWh	93,02 €/MWh	2	1	- 13.694 €

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

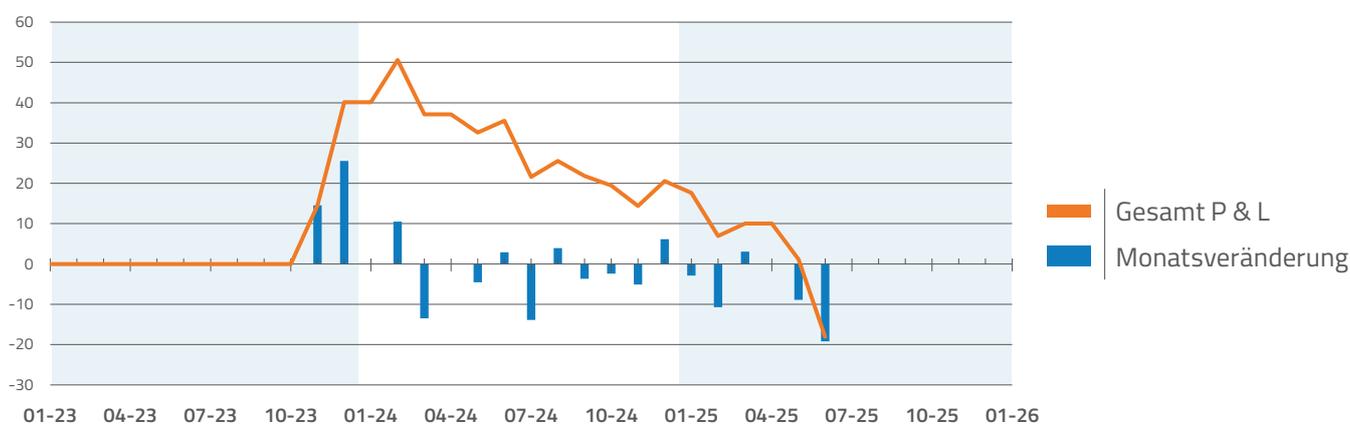
2026

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.

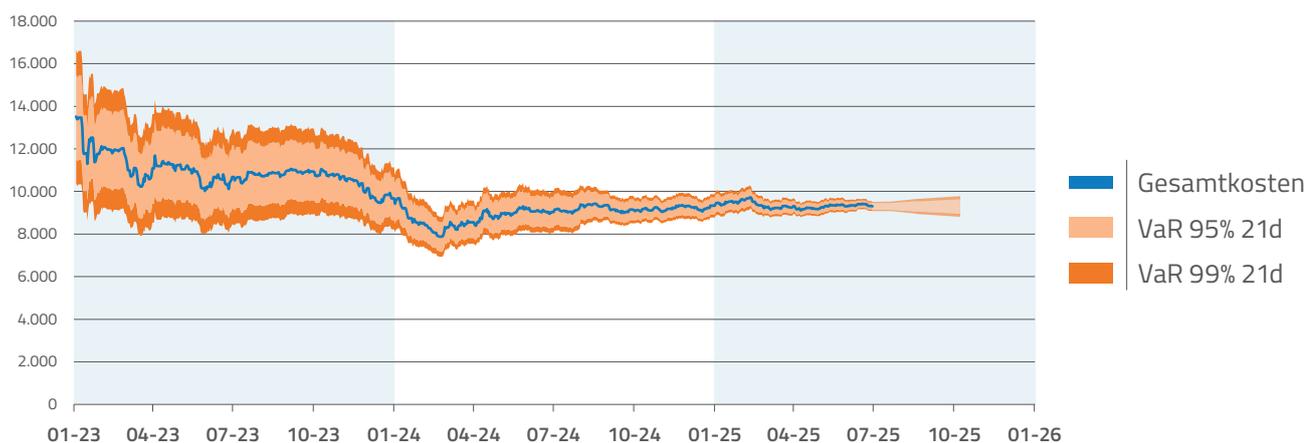
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



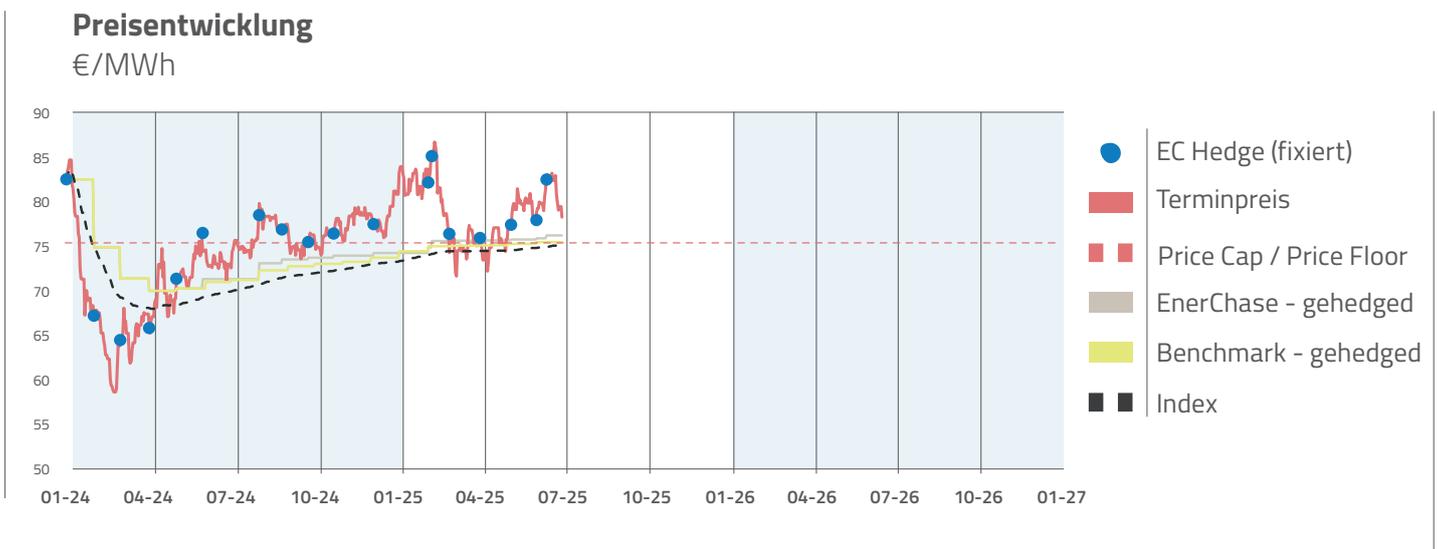
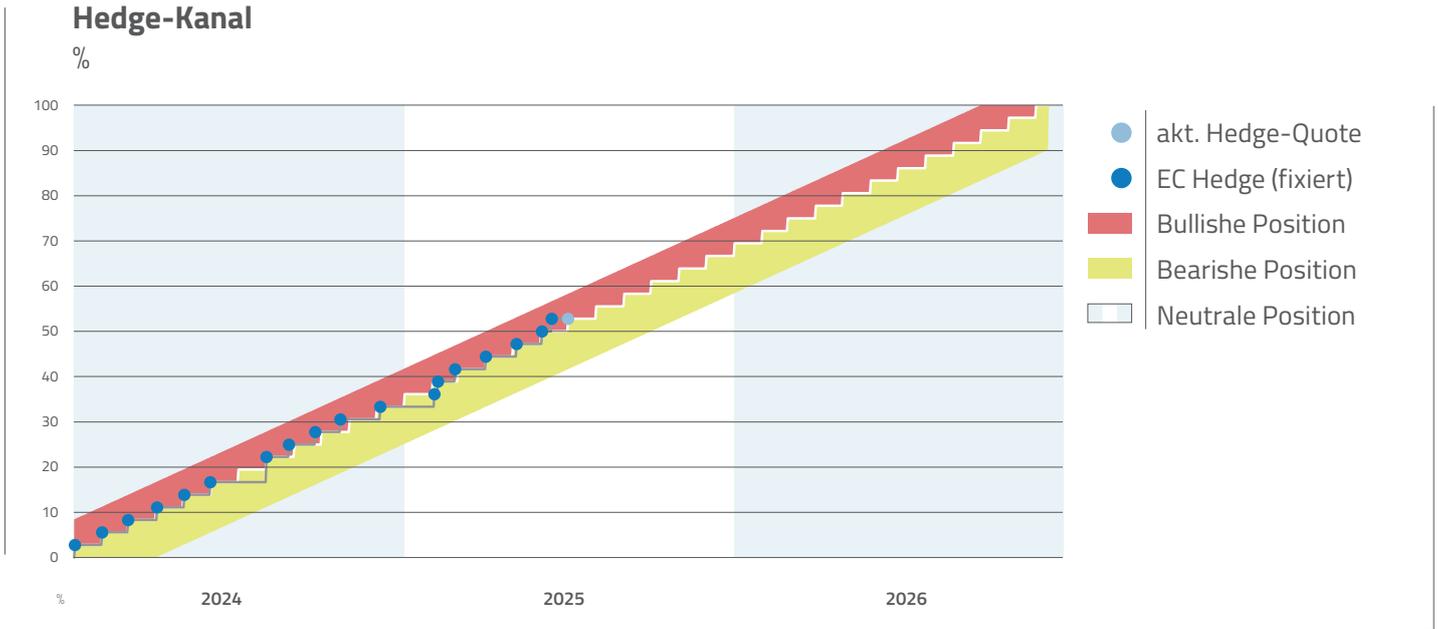
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2026	9.294 T€	- 13.694 €	9.142 - 9.457 T€ (95%) 9.079 - 9.520 T€ (99%)	9.057 - 9.543 T€ (95%) 8.959 - 9.640 T€ (99%)	8.956 - 9.644 T€ (95%) 8.818 - 9.781 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			73,61 - 96,31 €/MWh (95%) 69,08 - 100,84 €/MWh (99%)	67,45 - 102,47 €/MWh (95%) 60,46 - 109,46 €/MWh (99%)	60,20 - 109,72 €/MWh (95%) 50,32 - 119,60 €/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	19 von 36	53 GWh	53 %	77,65 €/MWh	77,34 €/MWh	2	1	- 30.667 €

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

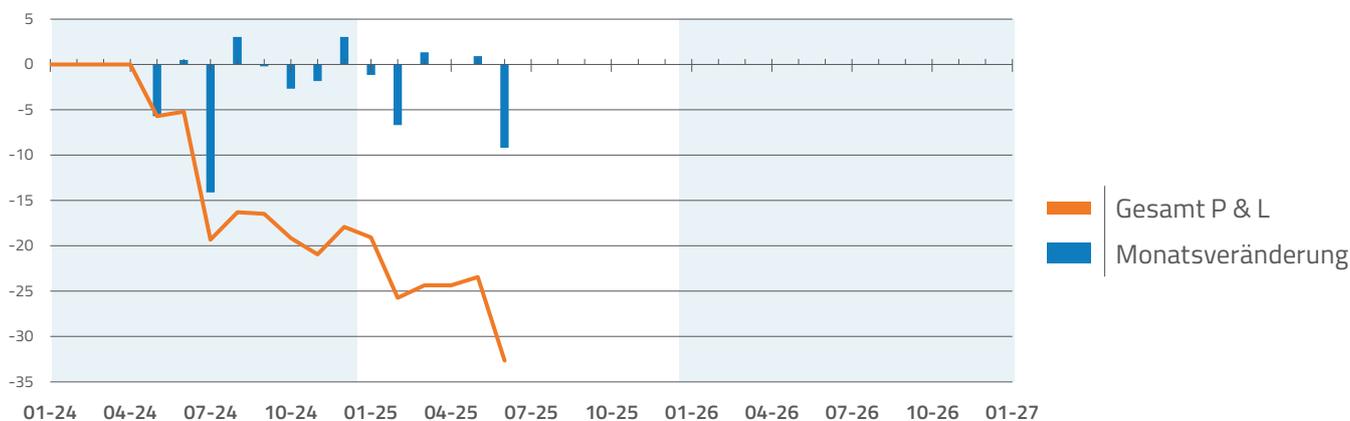
2027

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.

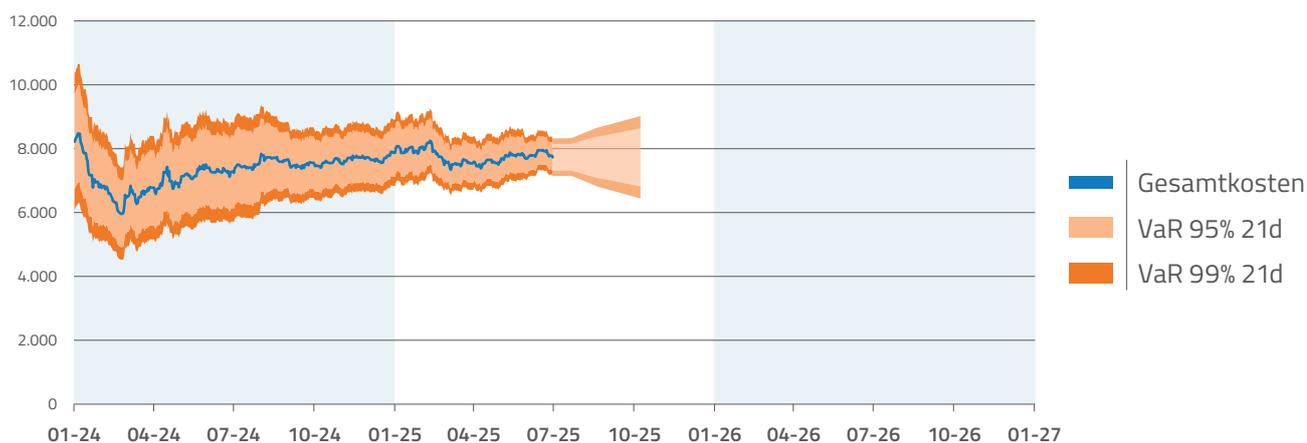
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



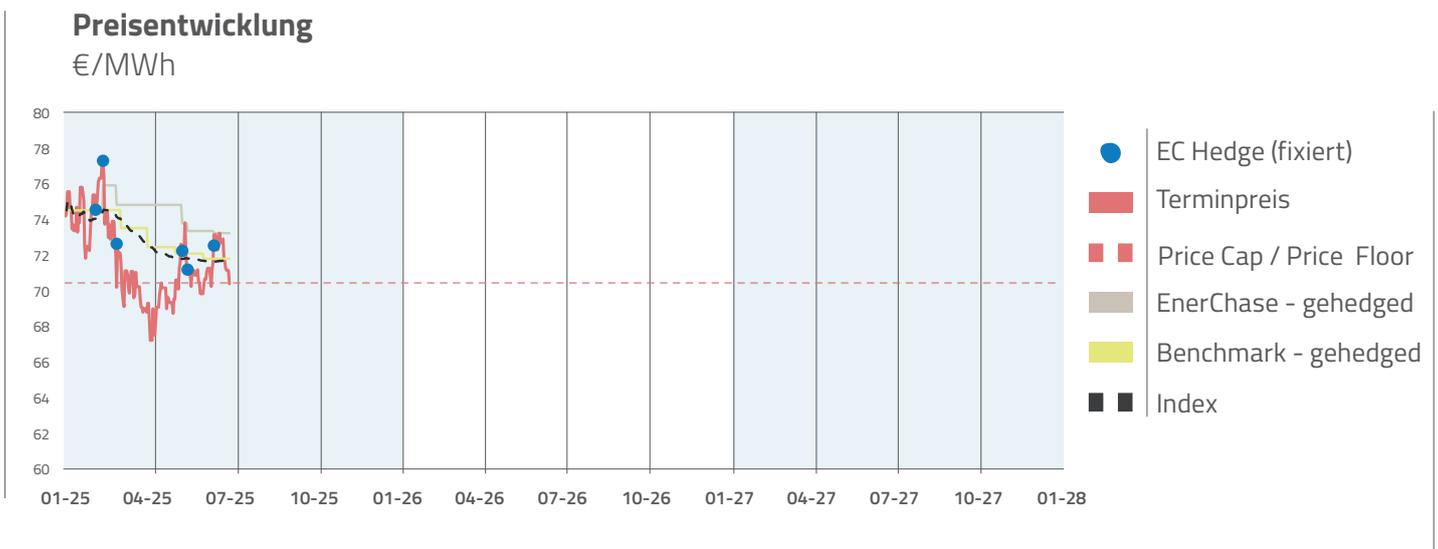
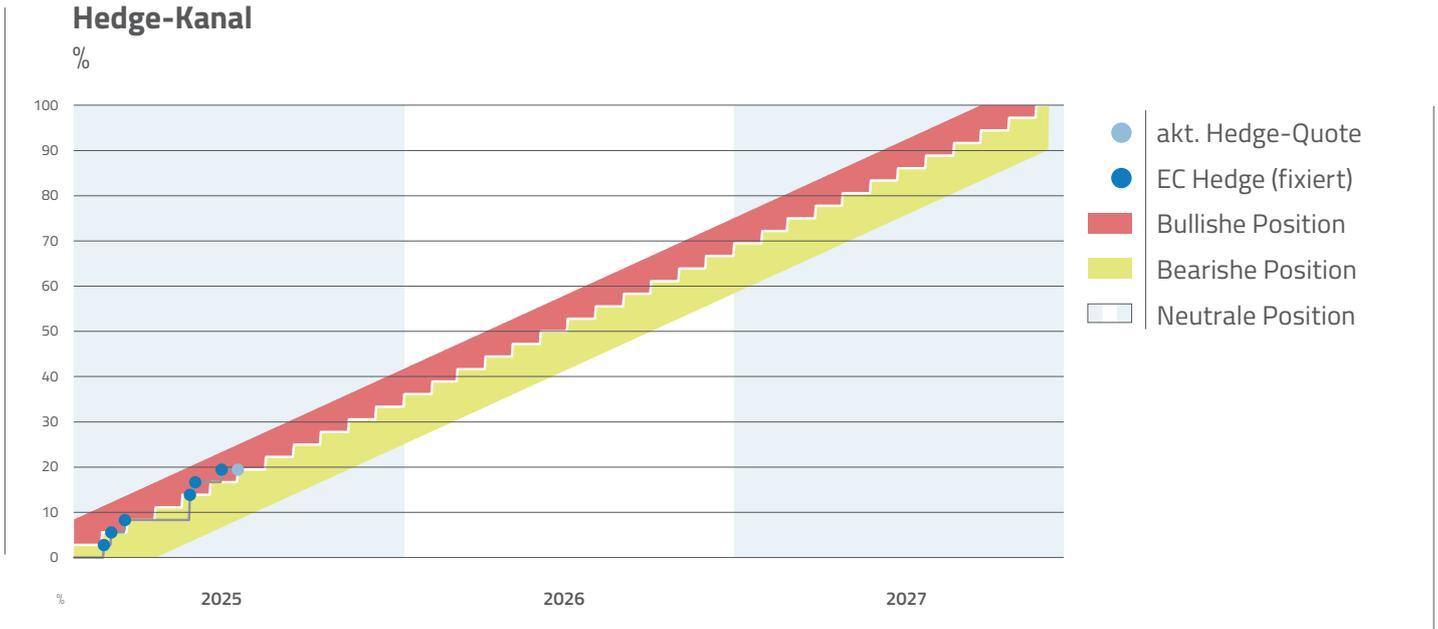
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	7.731 T€	- 30.667 €	7.320 - 8.157 T€ (95%) 7.149 - 8.328 T€ (99%)	7.093 - 8.384 T€ (95%) 6.828 - 8.649 T€ (99%)	6.826 - 8.651 T€ (95%) 6.451 - 9.026 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			69,69 - 87,41 €/MWh (95%) 66,06 - 91,04 €/MWh (99%)	64,88 - 92,22 €/MWh (95%) 59,27 - 97,83 €/MWh (99%)	59,22 - 97,88 €/MWh (95%) 51,29 - 105,81 €/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	7 von 36	19 GWh	19 %	71,53 €/MWh	71,23 €/MWh	2	1	- 30.056 €

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

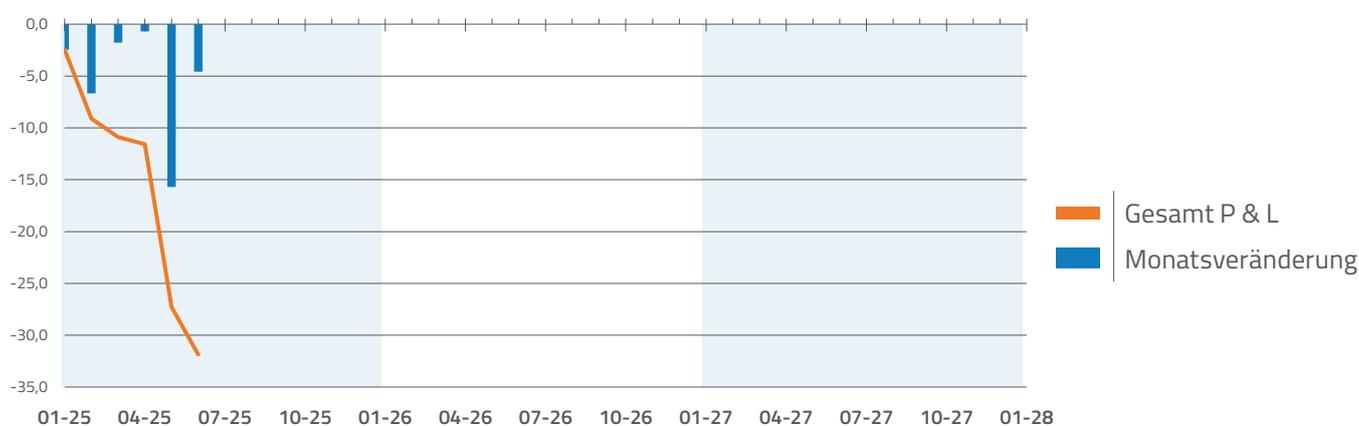
2028

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.

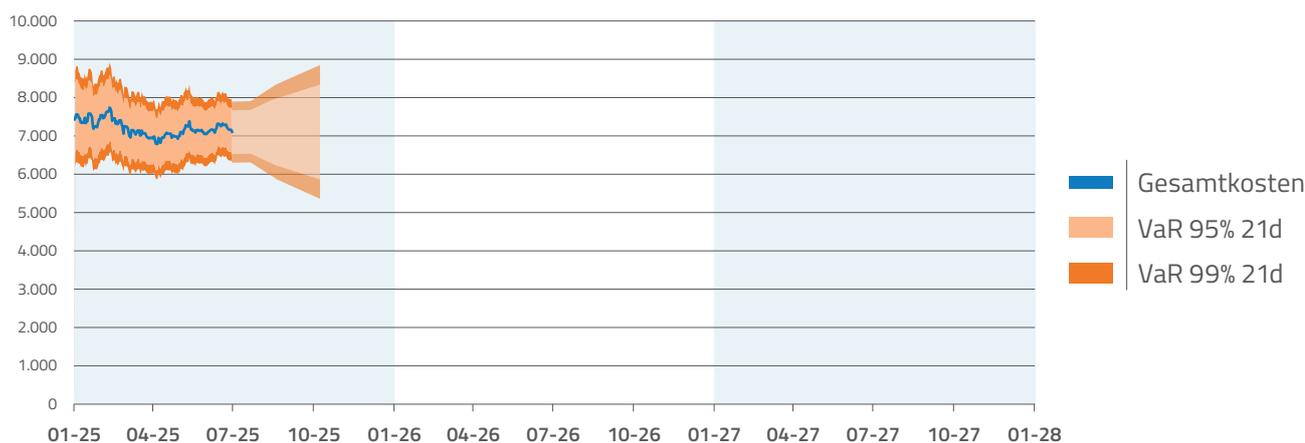
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	7.100 T€	- 30.056 €	6.543 - 7.680 T€ (95%) 6.315 - 7.909 T€ (99%)	6.234 - 7.989 T€ (95%) 5.882 - 8.341 T€ (99%)	5.871 - 8.352 T€ (95%) 5.372 - 8.851 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			63,53 - 77,65 €/MWh (95%) 60,70 - 80,48 €/MWh (99%)	59,70 - 81,48 €/MWh (95%) 55,32 - 85,86 €/MWh (99%)	55,19 - 85,99 €/MWh (95%) 49,0 - 92,18 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2026 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 93,16 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 86 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 86,15 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 9.316 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 77,65 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 53 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 79,10 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.765 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 71,53 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 19 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 71,10 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.153 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	94,29	76,34	73,30
enerchase - offene Position	86,15	79,10	71,10
enerchase - gesamt	93,16	77,65	71,53
Benchmark - gesamt	93,02	77,34	71,23
enerchase vs. BM - gesamt*	0,14	0,31	0,30
enerchase - gehedged in Y-1	90,20		
enerchase - gehedged in Y-2	82,12	79,74	
enerchase - gehedged in Y-3	108,85	74,36	73,30

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

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2026	2027	2028
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	16,67	50,00	83,33
enerchase vs. BM - offene Position*	-2,78	-2,78	-2,78
enerchase - gehedged in Y-1	19,44		
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	8.120	4.029	1.425
enerchase - offene Position	1.197	3.735	5.728
enerchase - gesamt	9.316	7.765	7.153
Benchmark - gesamt	9.302	7.734	7.123
enerchase vs. BM - gesamt*	14	31	30
enerchase - gehedged in Y-1	1.754		
enerchase - gehedged in Y-2	2.737	0	
enerchase - gehedged in Y-3	3.628	2.479	0

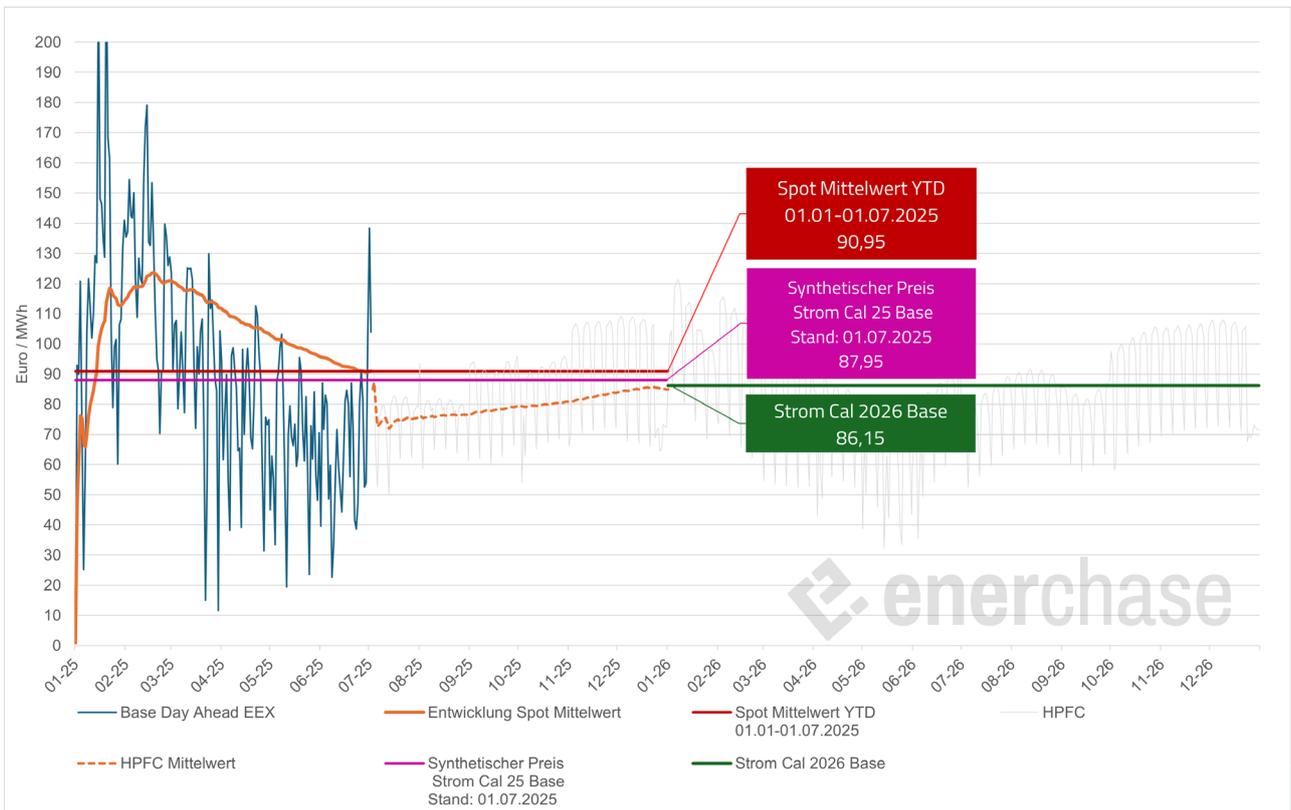
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

Indexierter Preisverlauf Strom Frontjahre Base (Startpunkt: 01.01.2025)

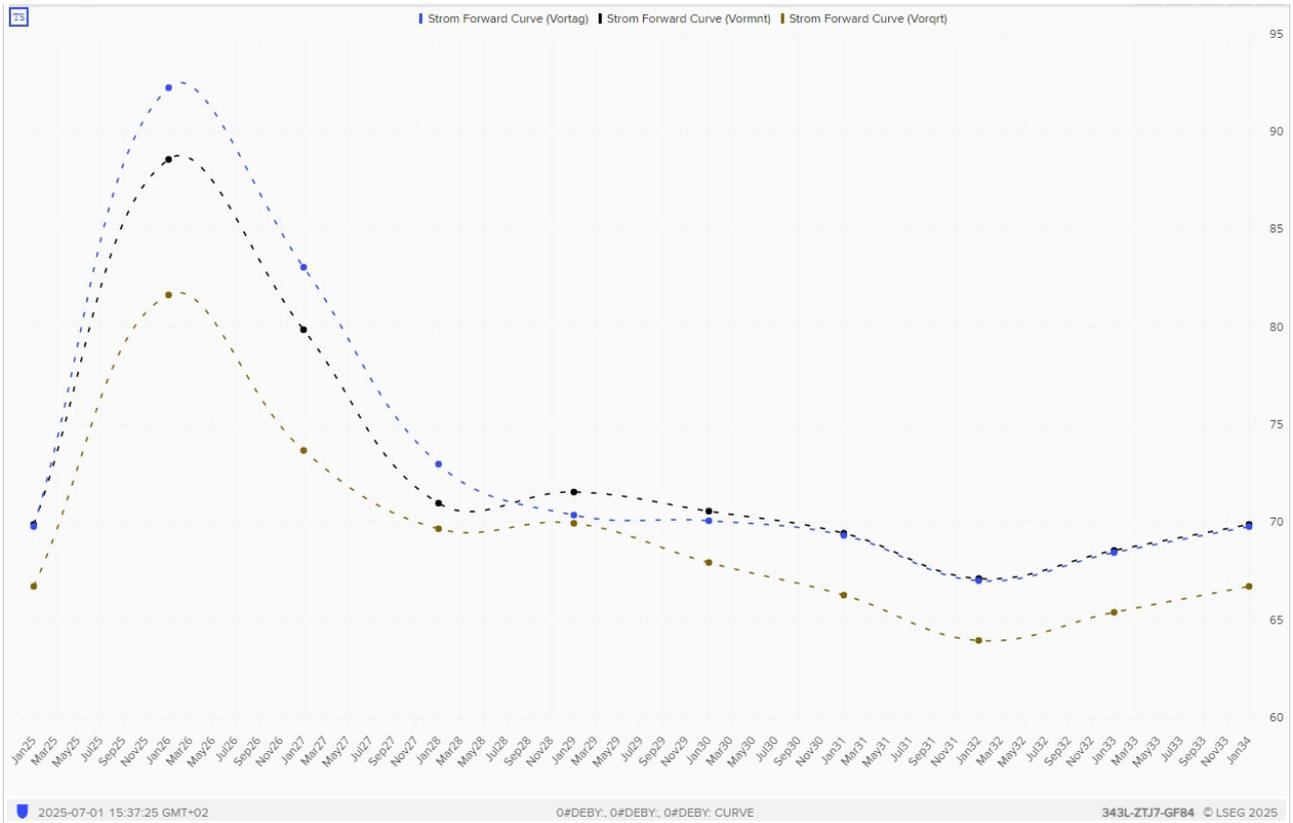


Synthetischer Preis Strom Cal 25

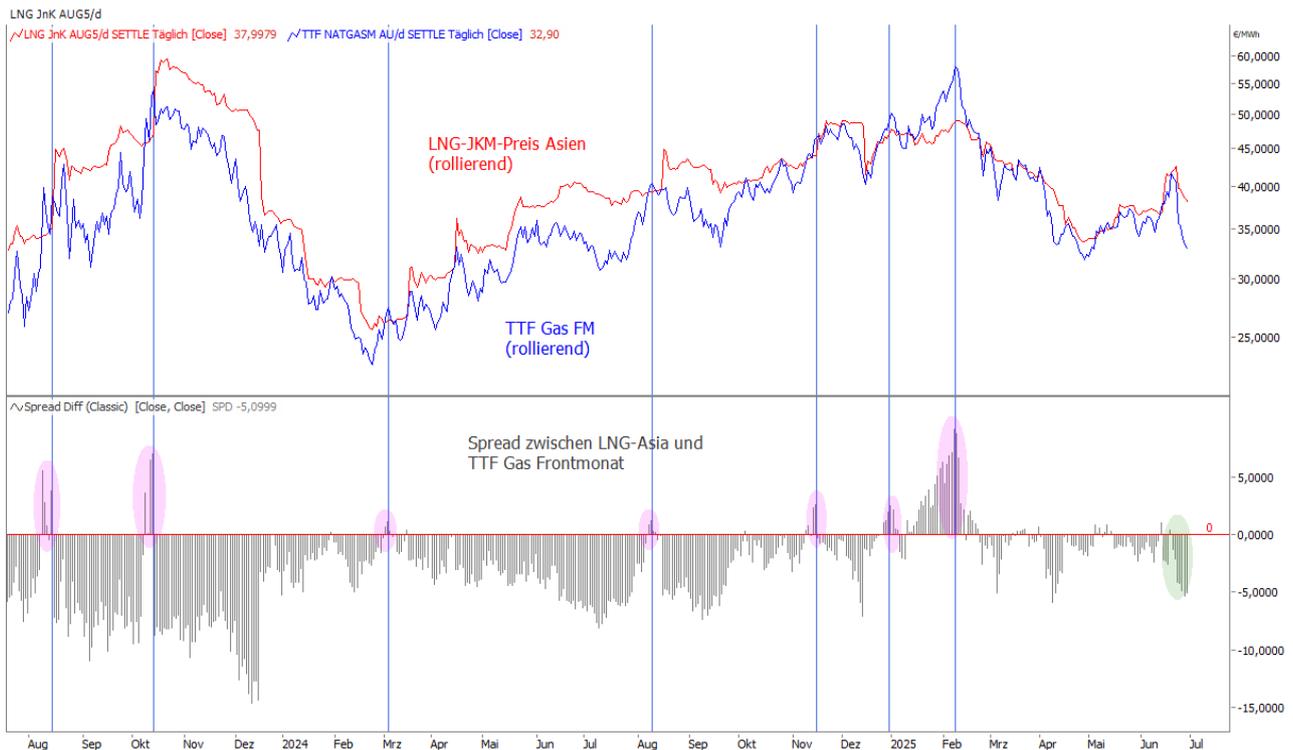


Anhänge

Strom Forward Curve

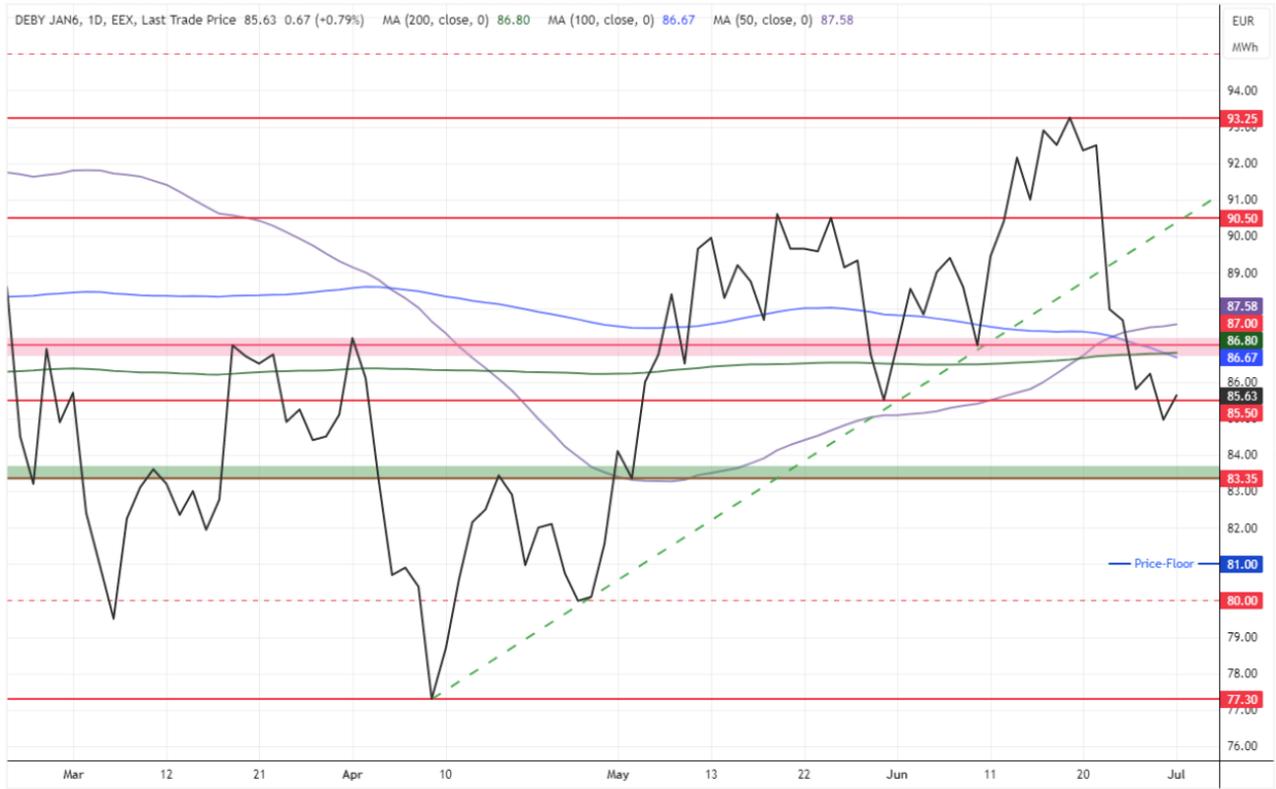


LNG-Spread (TTF vs. JKM)



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
für das Lieferjahr 2025

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	-	86,15	2.778	-17.833

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2027

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen
für das Lieferjahr 2026

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	-	79,10	2.778	-9.694

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2028

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen
für das Lieferjahr 2027

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	-	71,10	2.778	-4.167

Anhänge

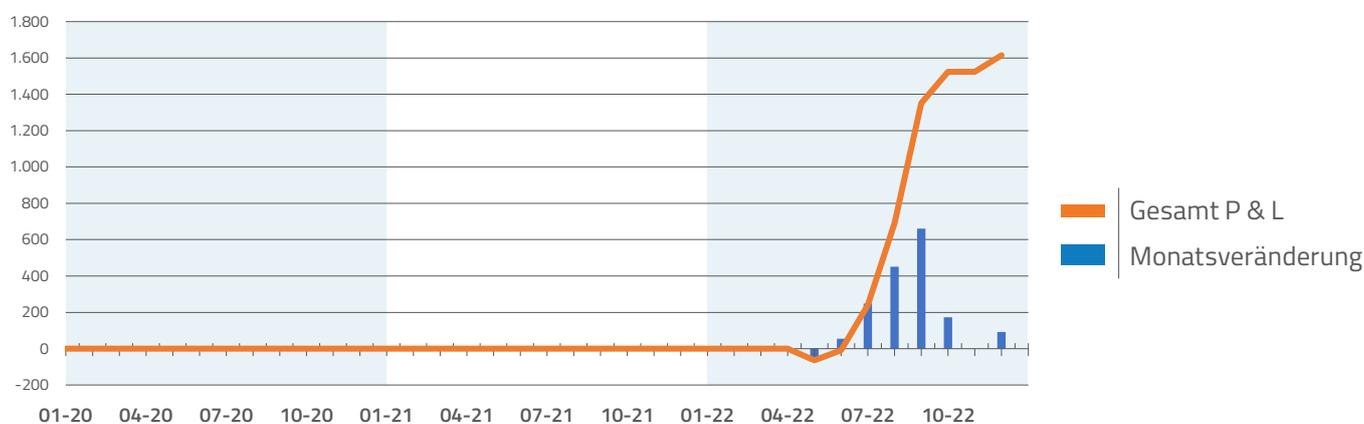
P&L History

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.

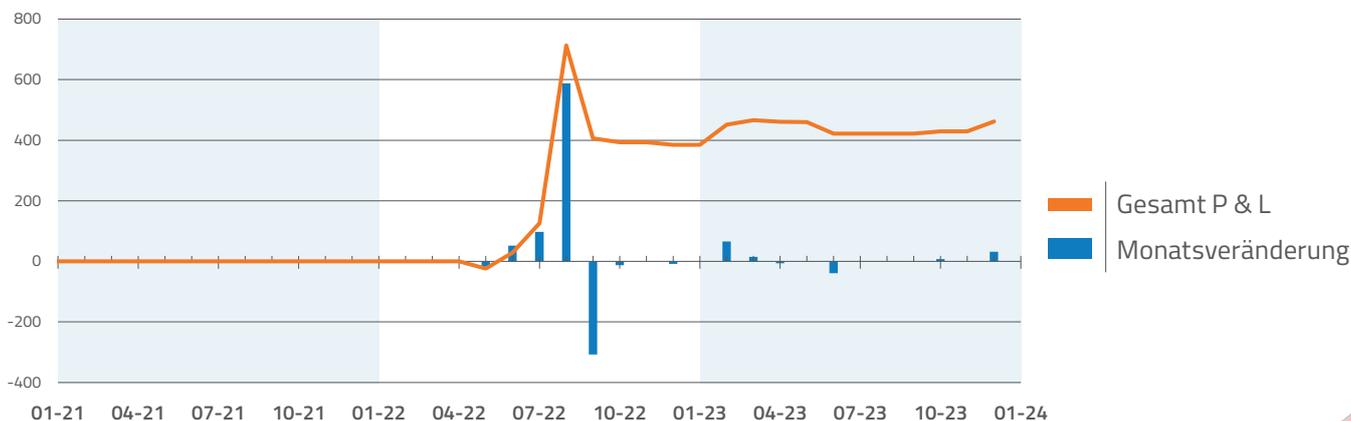


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

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

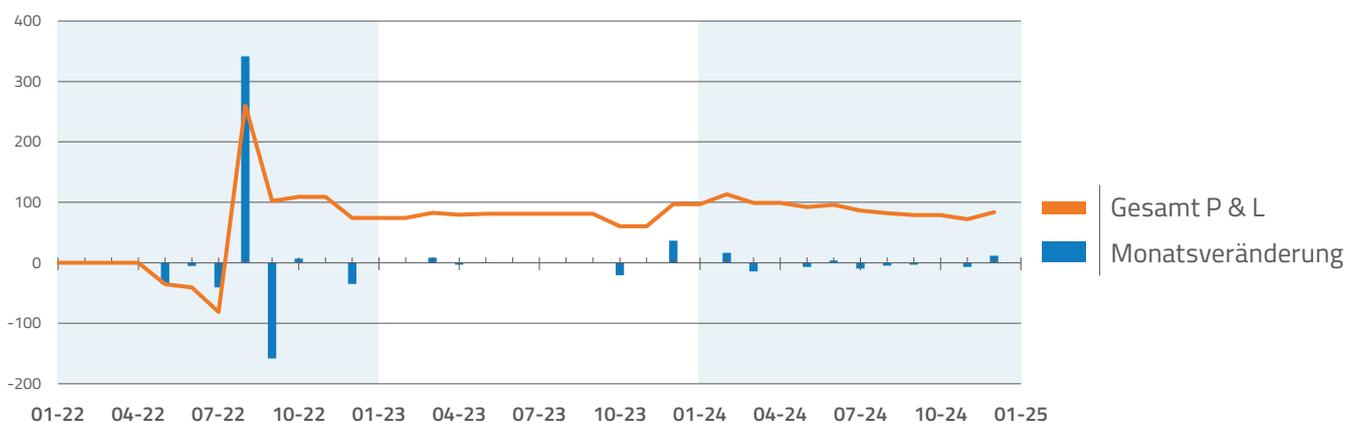
P&L History

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

Schäden, die auf einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung unsererseits oder einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung einer unserer Erfüllungsgehilfen beruhen. Insbesondere besteht keine Haftung dafür, dass sich die in den Analysen enthaltenen Prognosen auch bewahrheiten. Die Informationen und Prognosen 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 Refinitiv Eikon. Technische Analyse Charts erstellt mit Tradesignal.

EnerChase GmbH & CO. KG

Taubnesselweg 5

47877 Willich

Deutschland

+49 2154 880 938 0

research@enerchase.de