

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Neue Hoffnungen auf eine diplomatische Entspannung im Nahostkonflikt haben die Energiepreise zum Wochenaufstart deutlich einbrechen lassen, ohne dass eine Bestätigung für ein tatsächliches Treffen zwischen Trump und Pezeshkian am Rande der UN-Generalversammlung vorliegt. An der physischen Angebotslage hat sich derweil wenig geändert: Die Straße von Hormus ist weiterhin weitgehend blockiert, wobei Saudi Aramco den Ausfall der Ost-West-Pipeline über zusätzliche Exporte ab Yanbu offenbar besser kompensiert als erwartet. Am Gasmarkt erreichen die norwegischen Wartungen erst zur Wochenmitte ihren Höhepunkt, während sich die deutschen Speicher zwar etwas stärker als in der Vorwoche füllen, das Niveau aber weiterhin niedrig bleibt. Der LNG-Markt bleibt angesichts der verschobenen katarischen Kapazitätsausbauten und der JKM-Aufschläge gegenüber TTF Gas strukturell eng. Charttechnisch zeigt sich das Bild über alle drei Lieferjahre weiterhin übergeordnet bullish, auch wenn sich mit dem heutigen Rücksetzer kurzfristig Schwäche einstellt, allerdings mit einer deutlichen Abstufung: Cal 27 Base reagiert am deutlichsten, Cal 28 und Cal 29 Base folgen moderater. Da eine diplomatische Einigung die Preise noch deutlich weiter drücken könnte, stocken wir die Long-Position vorerst nicht auf zwei Tranchen auf, sondern beobachten die Entwicklung rund um die UN-Generalversammlung eng, um zum Monatswechsel neu zu entscheiden.

Beschaffungstelegramm Cal 27: 0 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 1 Tranche ist zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 01.09.2026 +++ letzter Fixierungspreis: 119,9 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 85,81 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 128,15 €/MWh (Schlusskurs 21.09.2026) +++ aktuelle Hedge-Quote 94 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

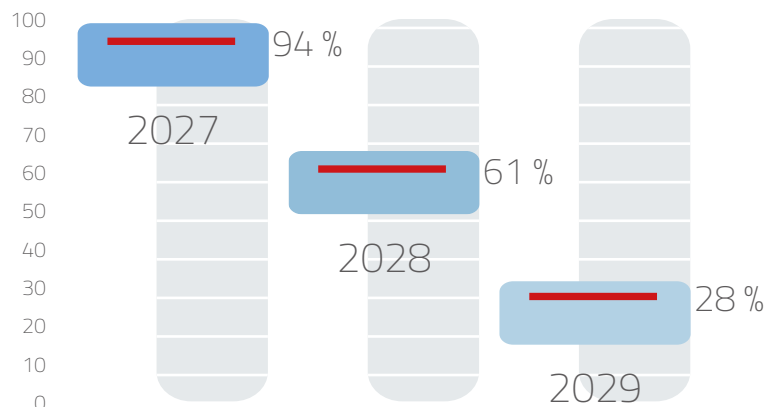
Inhalt

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

Hedge-Situation

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

Aktuelle Hedge-Quoten



Markteinschätzung (1/2)

Konjunktur: Die führenden deutschen Wirtschaftsforschungsinstitute haben ihre Wachstumsprognose für Deutschland laut „Handelsblatt“ deutlich angehoben, von zuvor 0,6 auf nun 1,3 Prozent für 2026, für 2027 von 0,9 auf 1,1 Prozent. Als Treiber gelten die höheren Staatsausgaben für Verteidigung und Infrastruktur sowie schwächere Belastungen durch geopolitische Krisen als noch im Frühjahr angenommen. Ergänzend beschloss das Bundeskabinett eine befristete Senkung der Energiesteuer auf Kraftstoffe um 14 Cent je Liter zum 1. Oktober, wodurch sich inklusive der niedrigeren Mehrwertsteuer eine Entlastung von rund 17 Cent je Liter ergibt. In China warnte Außenminister Wang Yi seinen deutschen Amtskollegen Wadephul vor einem Handelskrieg mit Europa und warb für eine pragmatische, freihandelsorientierte Haltung Deutschlands innerhalb der EU. An den US-Börsen sorgten ein anhaltender KI-Aktienboom sowie rückläufige Ölpreise und erstmals seit Wochen wieder rückläufige Anleiherenditen für ein Rekordhoch an der Nasdaq, auch die asiatischen Börsen profitierten von der Technologie-Rally und von Hoffnungen auf eine Entspannung im US-chinesischen Handelsstreit. Nachdem wir die makroökonomische Einschätzung vergangene Woche angesichts der spürbar gestiegenen Anleiherenditen auf negativ gesetzt hatten, ändert der kurzfristige Renditerückgang daran wenig. Der vorangegangene Zinsanstieg ging in erster Linie mit steigenden Realzinsen einher,

und diese dürften die konjunkturelle Taktzahl in den kommenden Wochen und Monaten bremsen, was sich wiederum dämpfend auf die Rohstoffpreise auswirken dürfte.

Fundamental: Zum Wochenauftritt sind die Energiepreise regelrecht eingebrochen, nachdem neue Hoffnungen auf diplomatische Gespräche zwischen den USA und dem Iran am Rande der UN-Generalversammlung in New York aufkamen, wo Präsident Pezeshkian in dieser Woche auftritt und US-Präsident Trump sich offen für ein Treffen zeigte. Eine Bestätigung für ein tatsächliches Zusammentreffen liegt bislang nicht vor, ein schneller Durchbruch gilt als unwahrscheinlich. An der physischen Angebotslage hat sich unterdessen wenig geändert. Die Straße von Hormus bleibt weitgehend geschlossen, jüngste Satellitenbilder deuten allerdings auf steigende Ölausfuhren über die Meerenge hin, und Saudi Aramco kompensiert den Ausfall der beschädigten Ost-West-Pipeline offenbar besser als erwartet, unter anderem durch zusätzliche informelle Exportzusagen an asiatische Käufer über den Hafen Yanbu. Am Gasmarkt erreichen die norwegischen Wartungsarbeiten am Mittwoch ihren Höhepunkt, während der ungeplante Ausfall am Feld Troll voraussichtlich bis zum 26. September anhält. Die deutschen Gasspeicher wurden zuletzt stärker gefüllt als in der Vorwoche, das Niveau ist aber weiterhin niedrig. Am LNG-Markt ist die Lage strukturell eng, da Katar den Start des ersten Zuges von North Field East auf die erste Jahreshälfte

2027 verschoben hat und zwei durch Angriffe beschädigte Trains mit zusammen 12,8 Mtpa dauerhaft ausfallen. Gleichzeitig notiert JKM in den Winterkontrakten derzeit über TTF, wodurch Asien für Winterladungen an Attraktivität gewinnt und sich der Wettbewerb um verfügbare Mengen im vierten Quartal verschärfen dürfte. Am Strommarkt trieb die schwache Windeinspeisung gemeinsam mit der eingeschränkten französischen Kernkraftverfügbarkeit die Spotpreise deutlich nach oben. Am CO2-Markt bestimmt die Reformdebatte um das EU-ETS weiterhin das Bild, nachdem Eni-Chef Claudio Descalzi eine vorübergehende Aussetzung des Emissionshandels gefordert hat, der von politischer Seite bislang keine ernsthaften Aufweichungspläne gegenüberstehen, weshalb die Lage vorerst uneindeutig ist.

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Nach der wochenlangen Aufwärtsdynamik geraten die Strommärkte im Zuge des breiten Verkaufsdrucks vom Wochenauftritt erstmals seit längerem spürbar unter Druck. Die Reaktion fällt dabei differenziert aus, die Schwäche bei den hinteren Lieferjahren fällt bislang deutlich moderater aus als beim Frontjahr.

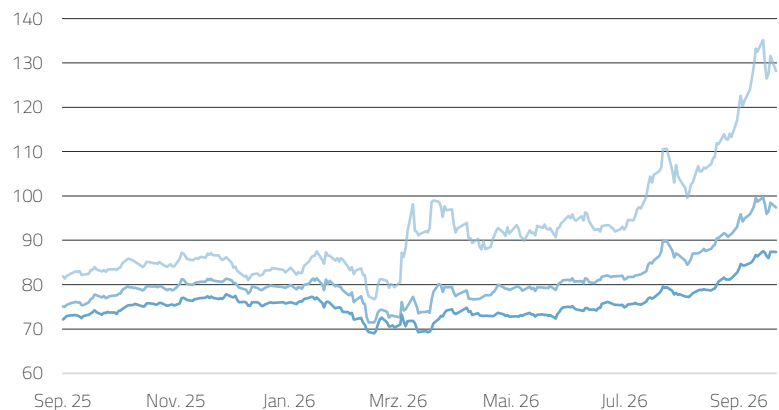
Das **Strom Cal 27 Base** zeigt sich in dieser Woche spürbar schwächer. Nach einem tieferen Hoch bei 131,58 Euro/MWh fällt der Jahres-Future im heutigen, zum Zeitpunkt der Analyse noch nicht abgeschlossenen Handel unter die steile Aufwärtstrendgerade sowie das jüngste Verlaufstief bei 126,48 Euro/MWh...

Strom- markt

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

2027
2028
2029

Preisentwicklung (Base)
€/MWh



Markt- einschätzung (2/2)

...Das kurzfristige Bild trübt sich damit spürbar ein. Der übergeordnete Aufwärtstrend seit Februar 2024 bleibt jedoch intakt, ebenso das seit Juni 2025 bestehende Golden-Cross-Szenario: Die 50-Tage-Linie bei 113,68 Euro/MWh notiert weiterhin klar oberhalb der 200-Tage-Linie bei 95,33 Euro/MWh, der Abstand zwischen beiden hat sich weiter vergrößert. Unterhalb des jüngsten Verlaufstiefs liegt die nächste Unterstützung beim vorherigen Verlaufstief von 120,25 Euro/MWh, gefolgt von der Zone um 113,30 Euro/MWh.

Das **Strom Cal 28 Base** zeigt sich ebenfalls schwächer, reagiert damit aber spürbar moderater als Cal 27 Base. Die steilere Aufwärtstrendgerade wurde im aktuellen Handel unterschritten, gleichzeitig bildete sich mit 96,45 Euro/MWh ein neues, höheres Verlaufstief aus. Der seit Mitte Februar bestehende Aufwärtstrend sowie das seit Mai laufende Golden-Cross-Szenario bleiben von der derzeitigen Schwäche zudem unverändert intakt: Die 50-Tage-Linie bei 90,90 Euro/MWh notiert weiterhin klar oberhalb der 200-Tage-Linie bei 81,71 Euro/MWh. Erst ein Tief unterhalb von 96,45 Euro/MWh würde mit einem tieferen Hoch und einem tieferen Tief ein zusätzliches Schwächesignal liefern, darunter liegen die nächsten Unterstützungen bei 94,75 Euro/MWh sowie in der Zone zwischen 90,72 und 89,89 Euro/MWh.

Das **Strom Cal 29 Base** zeigt sich demgegenüber am robustesten. Die steile Aufwärtstrend-

gerade wird aktuell exakt getestet, das bisherige Verlaufshoch bei 87,58 Euro/MWh konnte bislang nicht überwunden werden. Ein klares Schwächesignal liegt damit noch nicht vor, allerdings lässt das Handelsvolumen der vergangenen Tage spürbar nach, sodass auch keine starke Aufwärtsdynamik mehr erkennbar ist. Die Schwäche der vorderen Jahre zieht sich damit nicht im gleichen Maße durch die gesamte Kurve. Der seit der Ausprägung des Doppelbodens bestehende Aufwärtstrend sowie das seit Juli laufende Golden-Cross-Szenario bleiben intakt: Die 50-Tage-Linie bei 81,12 Euro/MWh notiert weiterhin klar oberhalb der 200-Tage-Linie bei 75,63 Euro/MWh, der Abstand zwischen beiden hat sich weiter vergrößert. Eine erste Unterstützungszone bildet das mittlere Bollinger-Band bei 84,89 Euro/MWh, gefolgt von der Aufwärtstrendgeraden bei aktuell 83,79 Euro/MWh und dem Verlaufstief bei 81,18 Euro/MWh.

Fazit (Charttechnik): Das übergeordnete Bild bleibt über alle drei Lieferjahre bullish, wird aber erstmals seit Wochen von einer spürbaren Konsolidierung begleitet. Entlang der Kurve zeigt sich dabei ein klares Gefälle in der Ausprägung: Cal 27 Base reagiert am deutlichsten, Cal 28 Base und Cal 29 Base folgen in Abstufungen. Da in keinem der drei Kontrakte die übergeordneten Aufwärtstrends oder die Golden-Cross-Konstellationen aus dem Spiel genommen wurden, deutet weiterhin mehr auf eine Korrektur im intakten Aufwärtstrend als auf eine Trendwende hin. Ein Rückfall auf die genannten Unterstüt-

zungszonen bietet sich entsprechend weiterhin als Einstiegspunkt für Tranchenkäufe an.

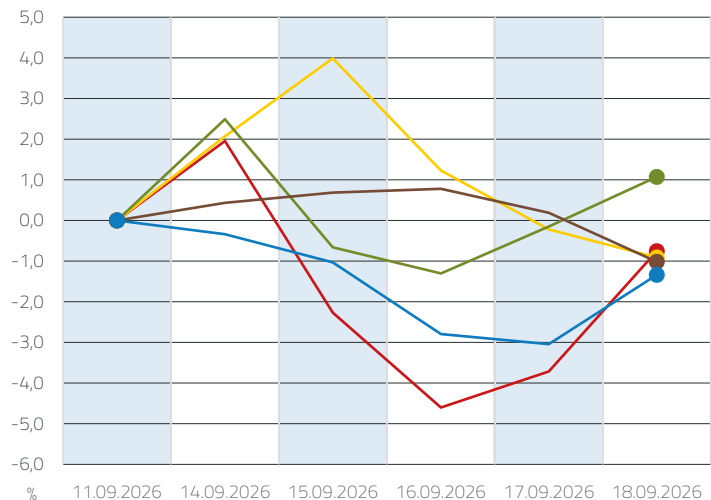
Portfolioausrichtung: Aktuell sorgt die Hoffnung auf eine diplomatische Entspannung im Nahostkonflikt für kräftigen Verkaufsdruck, ein nachhaltiger Durchbruch steht aber noch aus und der Markt kann ebenso schnell wieder drehen. Selbst bei einem Treffen zwischen Trump und Pezeshkian am Rande der UN-Generalversammlung ist keine schnelle Lösung zu erwarten, denkbar ist auch eine mehrwöchige diplomatische Hängepartie im Anschluss. An der fundamentalen Ausgangslage hat sich derweil wenig geändert: Die Straße von Hormus ist weiterhin weitgehend blockiert, bei den deutschen Gasspeichern zeichnet sich keine nennenswerte Verbesserung ab, und belastbare Wetterprognosen für den Winter fehlen noch. Eine Aufstockung der bestehenden Long-Position auf zwei Tranchen streben wir vorerst dennoch nicht an, denn sollte sich eine Annäherung tatsächlich bestätigen, dürften die Preise weiter nachgeben. Nach oben gerichtete Risiken bestehen weiterhin: Eine weitere militärische Eskalation könnte etwa die katarische LNG-Anlage Ras Laffan im Extremfall zerstören, und eine winterliche Dunkelflaute könnte die ohnehin durch niedrige Speicherstände erhöhte Anfälligkeit für Angebotsschocks zusätzlich verschärfen. Wir beobachten die Entwicklung rund um die UN-Generalversammlung eng und positionieren uns gegebenenfalls zum Monatswechsel neu.

Markt- entwicklung

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

● Strom
● CO₂
● Gas
● Kohle
● Brent

Energiemarktentwicklung
KW 39



Markt- rückblick

Eigentlich lieferte die KW 38 genügend Stoff für die nächste Eskalationsstufe. Die saudische Ost-West-Pipeline fiel nach Angriffen aus, der saudische Ölhafen Yanbu am Roten Meer stellte zeitweise die Rohölverladung ein, an der Straße von Hormus blieb die Lage angespannt und auch russische Energieinfrastruktur geriet erneut ins Visier ukrainischer Drohnen. Trotzdem machte der Energiemarkt im Wochenverlauf genau das Gegenteil von dem, was die Schlagzeilen zunächst vermuten ließen. Brent drehte nach einem Wochenhoch von 109,80 USD/bbl deutlich nach unten und auch die Rally bei Gas und Strom fiel in sich zusammen. Am CO₂-Markt kam nach dem Erreichen eines neuen Achtmonatshochs binnen weniger Tage kräftiger Verkaufsdruck auf.

Der Grund lag weniger in einer echten

fundamentalen Entspannung als in einer Neubewertung der Risiken. Saudi-Arabien fand Wege, zusätzliche Ölmengen über den Oman anzubieten, der erwartete staatliche Kaufimpuls am deutschen Gasmarkt fiel kleiner aus als zunächst gedacht und bei den EUAs kamen schwache Auktionsdaten sowie neue Reformdetails hinzu. Gleichzeitig bleiben die deutschen Gasspeicherfüllstände niedrig, Norwegen steuert auf den Höhepunkt der Wartungssaison zu und die Straße von Hormus bleibt ein Unsicherheitsfaktor. Die Risikoprämie sortierte sich neu, ohne dass die zugrunde liegenden Probleme verschwunden wären.

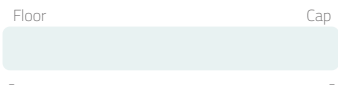
Nach den Schäden an der Ost-West-Pipeline wurden zunächst Reparaturzeiten von mehreren Wochen genannt, zugleich stoppte Yanbu vorübergehend die

Rohölverladung. Damit fiel ausgerechnet die wichtigste saudische Umgehungsroute für die Straße von Hormus aus. Im weiteren Wochenverlauf änderte sich jedoch die Wahrnehmung. Saudi Aramco bot zusätzliche Rohölmengen über den Oman an und arbeitete an einer Umgehung des beschädigten Pipelineabschnitts. Auch am Gasmarkt veränderte sich vor allem die Wahrnehmung. Die Aussicht auf zusätzliche Käufe durch SEFE hatte zunächst für Aufsehen gesorgt. Ziel ist es, den deutschen Speicherfüllstand von knapp 56 Prozent auf mehr als 70 Prozent anzuheben. Was anfangs nach einem klaren staatlichen Kaufprogramm klang, relativierte sich jedoch schnell. SEFE betonte, eigenständig und ohne konkrete Weisung des Wirtschaftsministeriums zu handeln.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

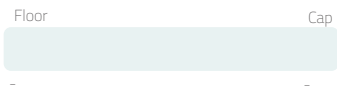
2027



Lieferjahr 2027

34 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 19.12. | Hedge-Quote: 94 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 85,81 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 85,70 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

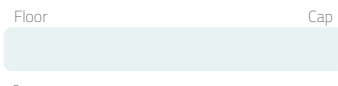
2028



Lieferjahr 2028

22 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.1. | Hedge-Quote: 61 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 85,71 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 85,59 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

2029



Lieferjahr 2029

10 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 28.2. | Hedge-Quote: 28 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 84,36 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 84,30 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2027	19.12.2026	119,90 €/MWh	128,15 €/MWh	-	-	geschlossen
2028	31.01.2027	94,49 €/MWh	97,40 €/MWh	-	-	geschlossen
2029	28.02.2027	83,60 €/MWh	87,30 €/MWh	-	-	geschlossen

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	34 von 36	94 GWh	94 %	85,81 €/MWh	85,70 €/MWh	1	0	- 11.806 €
2028	22 von 36	61 GWh	61 %	85,71 €/MWh	85,59 €/MWh	1	0	- 12.389 €
2029	10 von 36	28 GWh	28 %	84,36 €/MWh	84,30 €/MWh	1	0	- 5.361 €

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 10.

[Link zur Deal History](#)

Allokation

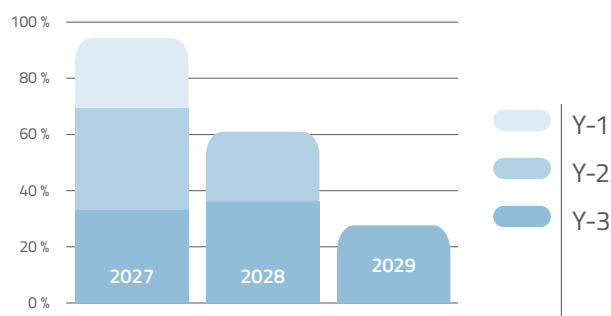
EnerChase vs. Benchmark

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

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

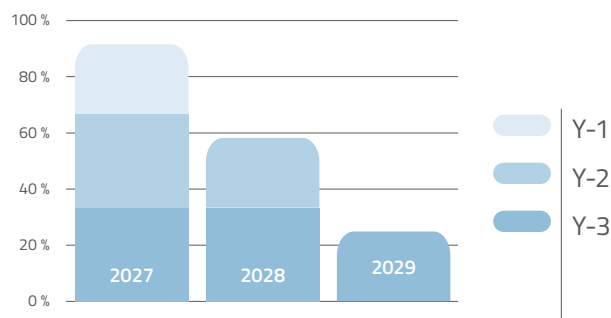
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	94 %	25 %	36 %	33 %
2028	61 %		25 %	36 %
2029	28 %			28 %



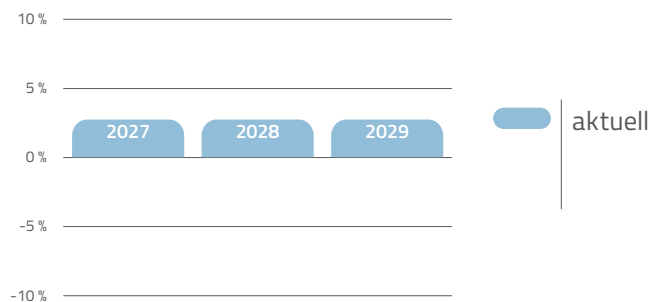
Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	92 %	25 %	33 %	33 %
2028	58 %		25 %	33 %
2029	25 %			25 %



Aktive Allokation

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

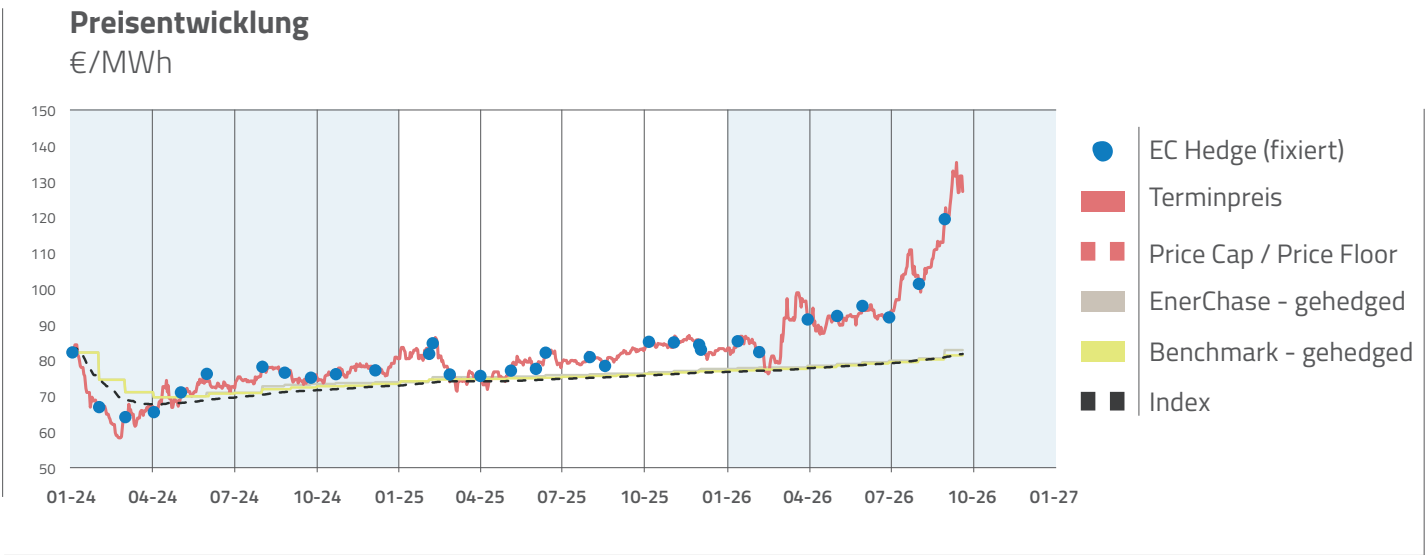
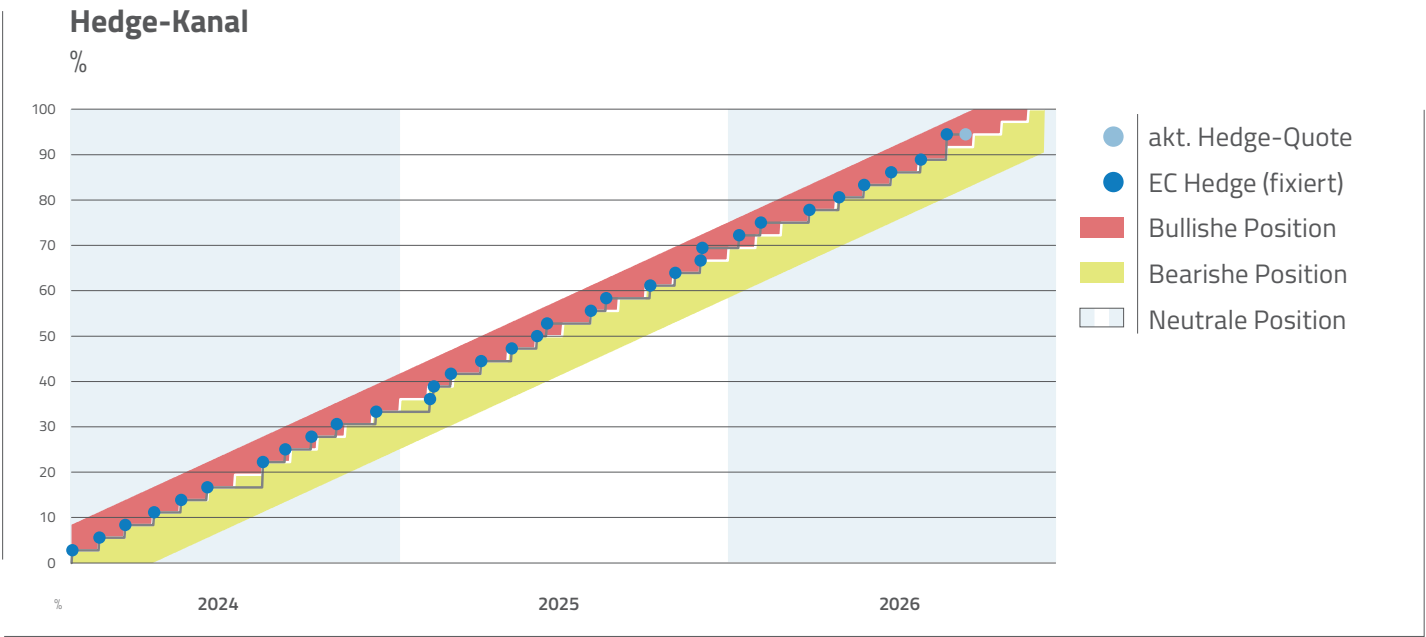


Strom

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	34 von 36	94 GWh	94 %	85,81 €/MWh	85,70 €/MWh	1	0	- 11.806 €

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](#)

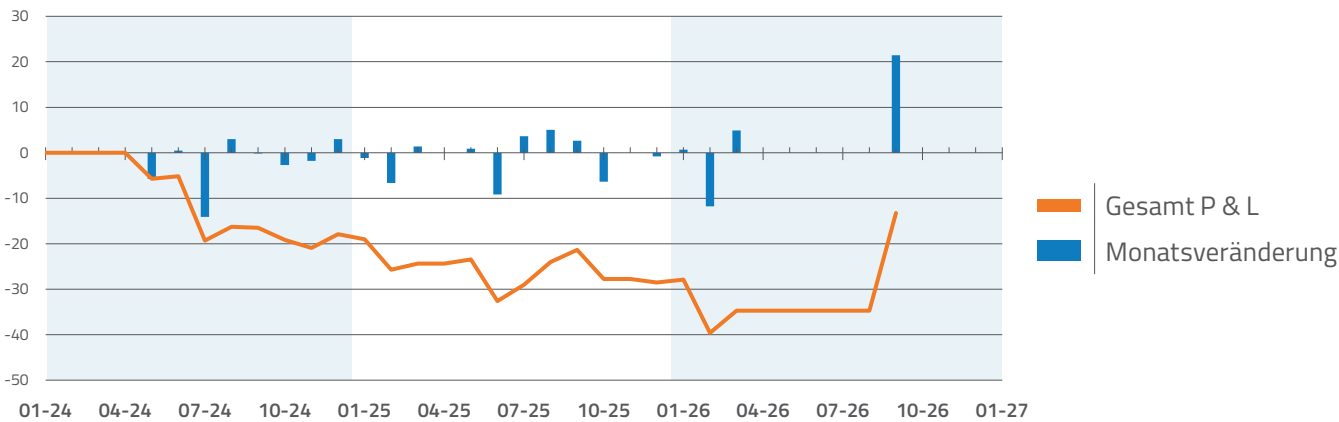
Profit and Loss | Value-at-Risk

2027

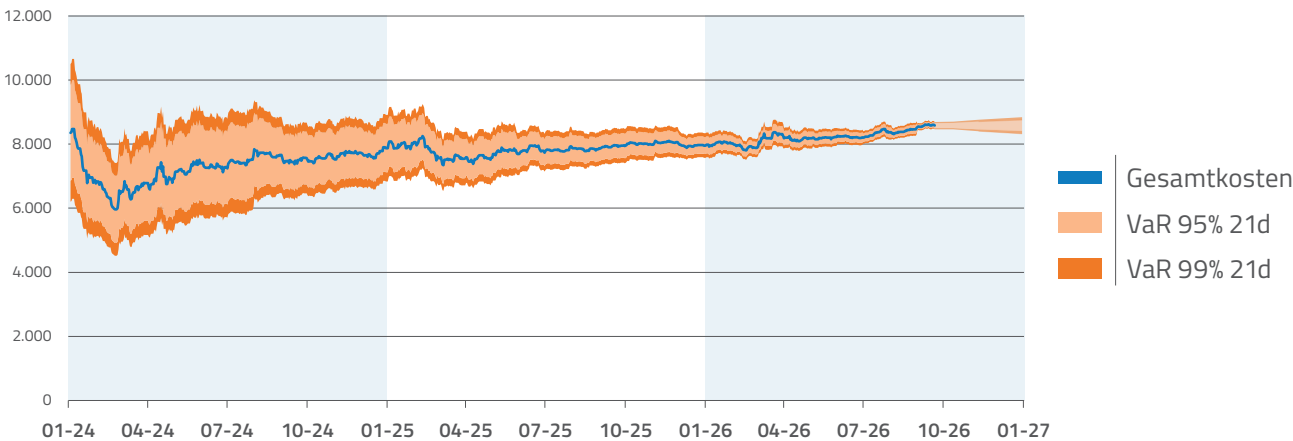
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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€



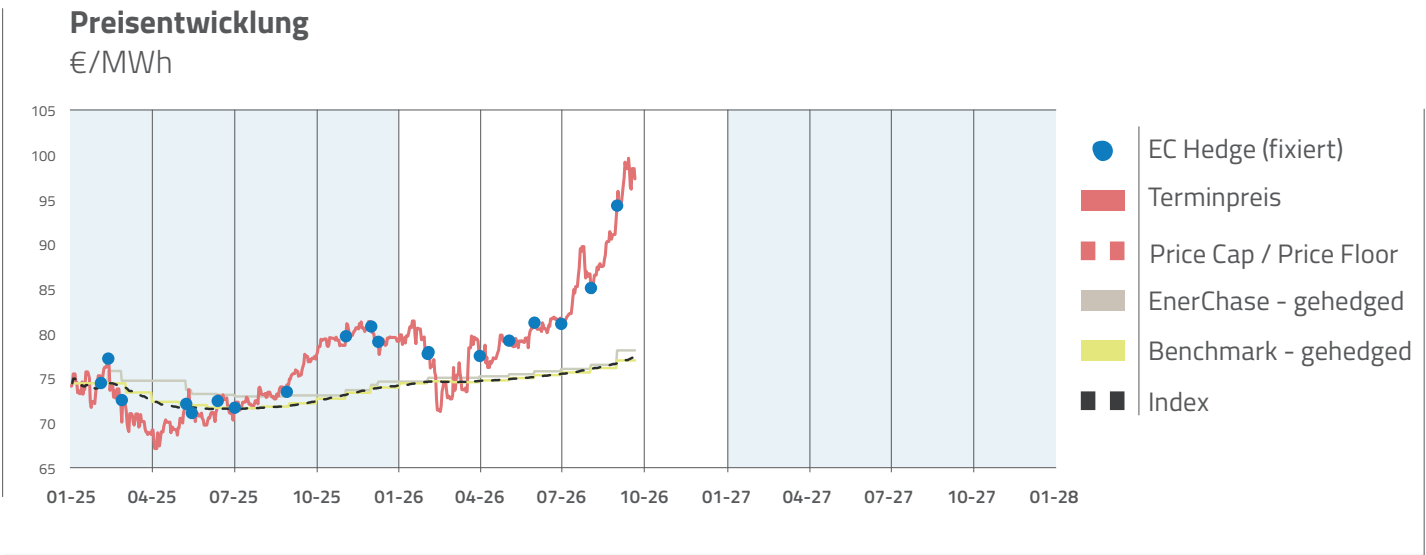
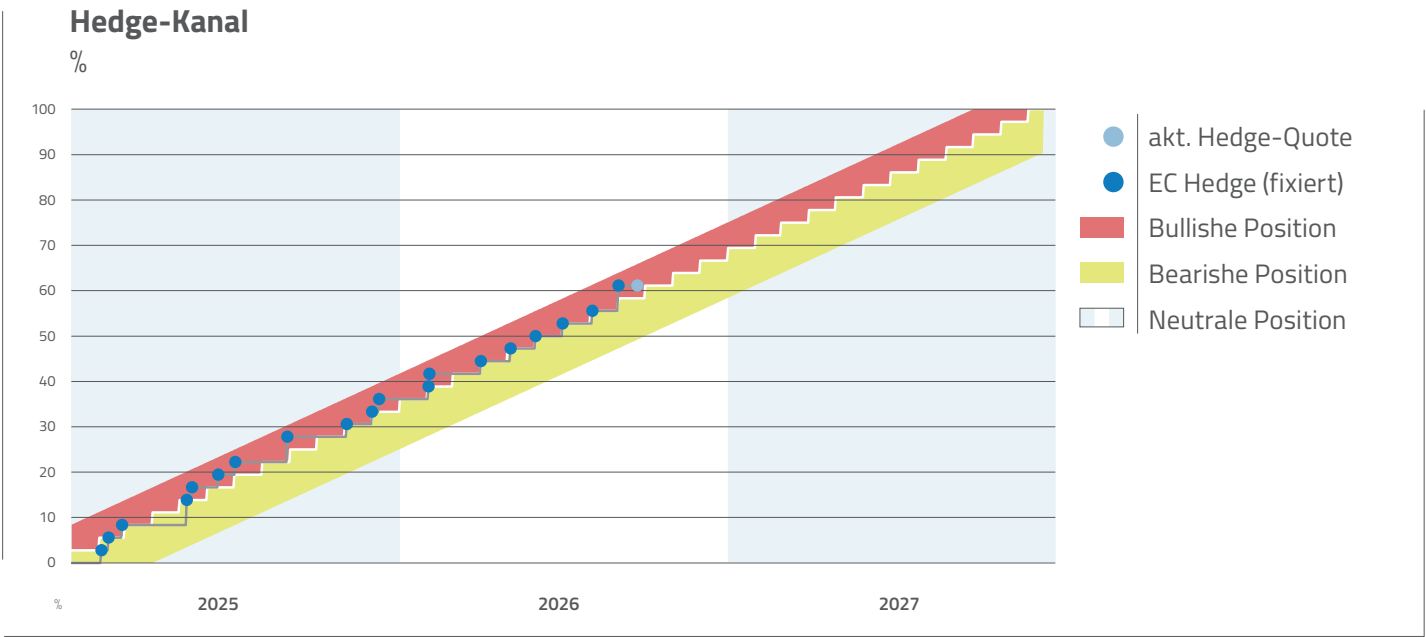
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	8.578 T€	- 11.806 €	8.505 - 8.659 T€ (95%) 8.464 - 8.700 T€ (99%)	8.464 - 8.700 T€ (95%) 8.400 - 8.763 T€ (99%)	8.415 - 8.749 T€ (95%) 8.325 - 8.839 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			114,35 - 141,95 €/MWh (95%) 106,99 - 149,31 €/MWh (99%)	106,86 - 149,44 €/MWh (95%) 95,51 - 160,79 €/MWh (99%)	98,04 - 158,26 €/MWh (95%) 81,98 - 174,32 €/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	22 von 36	61 GWh	61 %	85,71 €/MWh	85,59 €/MWh	1	0	- 12.389 €

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

[Link zur Deal History](#)

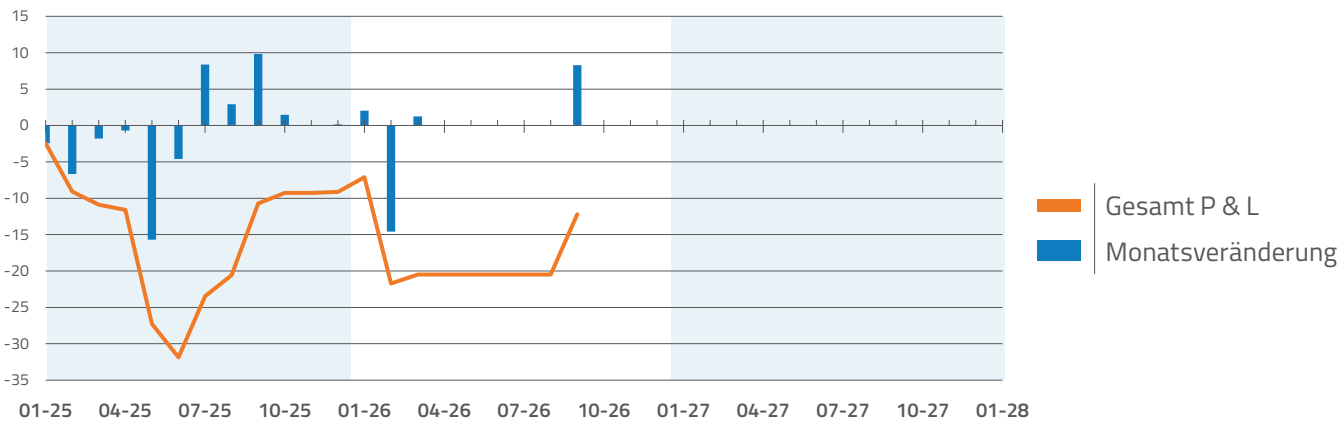
Profit and Loss | Value-at-Risk

2028

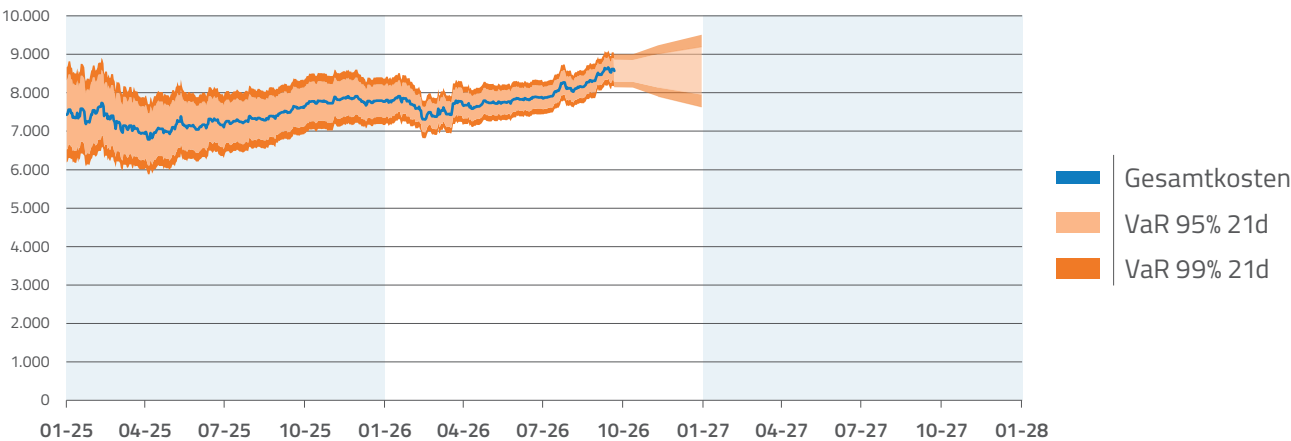
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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

P&L-Entwicklung
T€



VaR der Gesamtkosten
T€



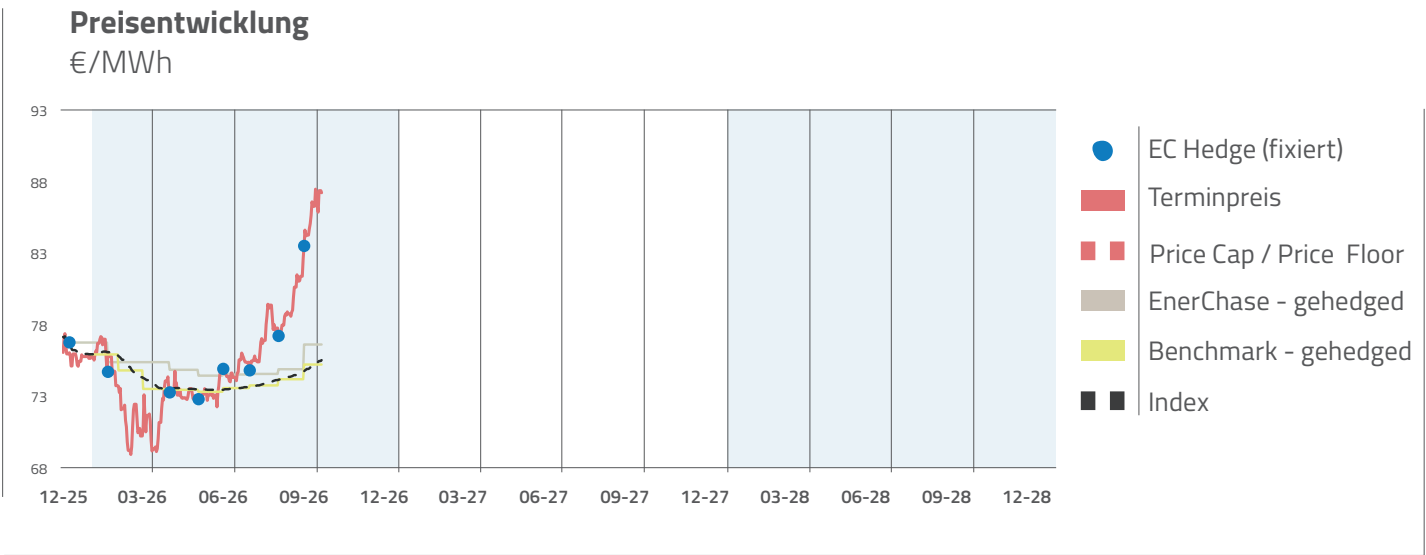
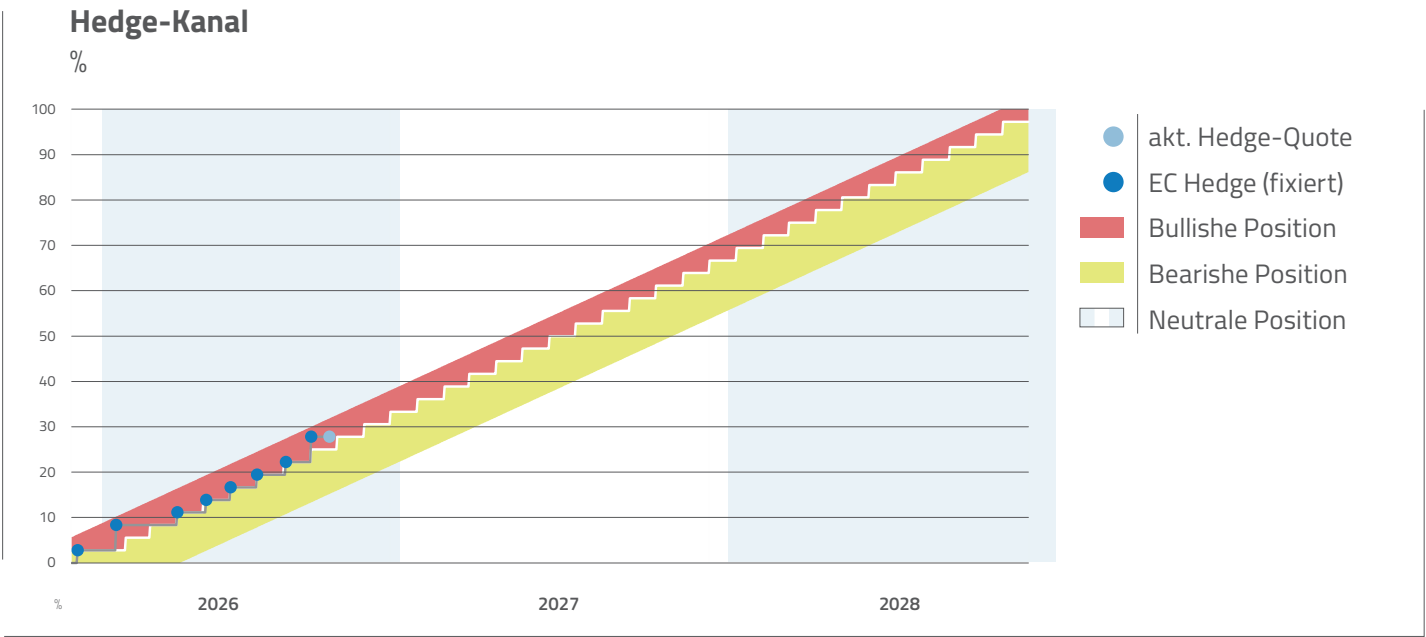
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	8.574 T€	- 12.389 €	8.287 - 8.855 T€ (95%) 8.140 - 9.002 T€ (99%)	8.133 - 9.009 T€ (95%) 7.906 - 9.236 T€ (99%)	7.952 - 9.190 T€ (95%) 7.630 - 9.512 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			90,10 - 104,70 €/MWh (95%) 86,31 - 108,49 €/MWh (99%)	86,14 - 108,66 €/MWh (95%) 80,29 - 114,51 €/MWh (99%)	81,47 - 113,33 €/MWh (95%) 73,21 - 121,59 €/MWh (99%)

Strom

2029

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

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2029	10 von 36	28 GWh	28 %	84,36 €/MWh	84,30 €/MWh	1	0	- 5.361 €

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](#)

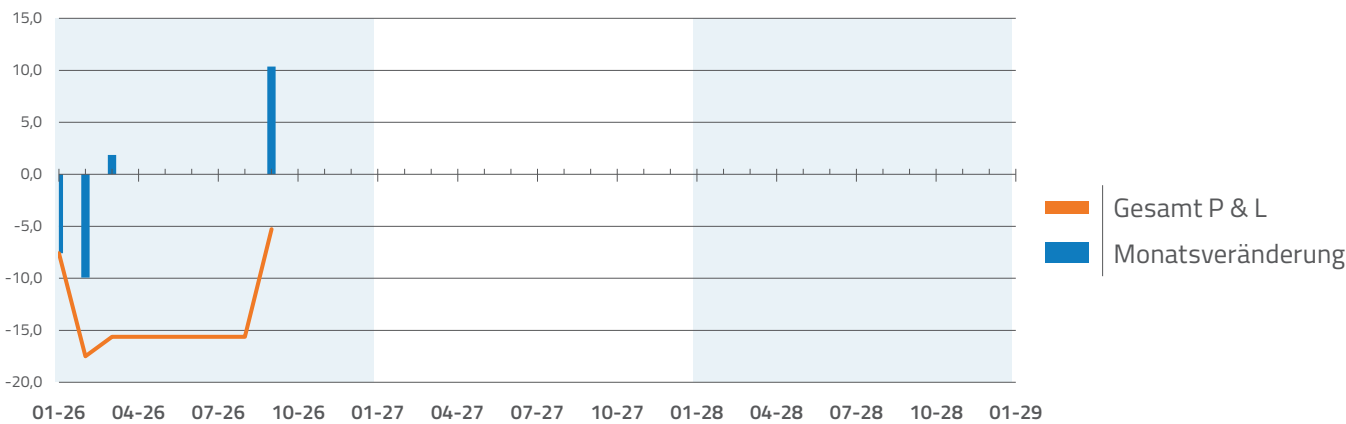
Profit and Loss | Value-at-Risk

2029

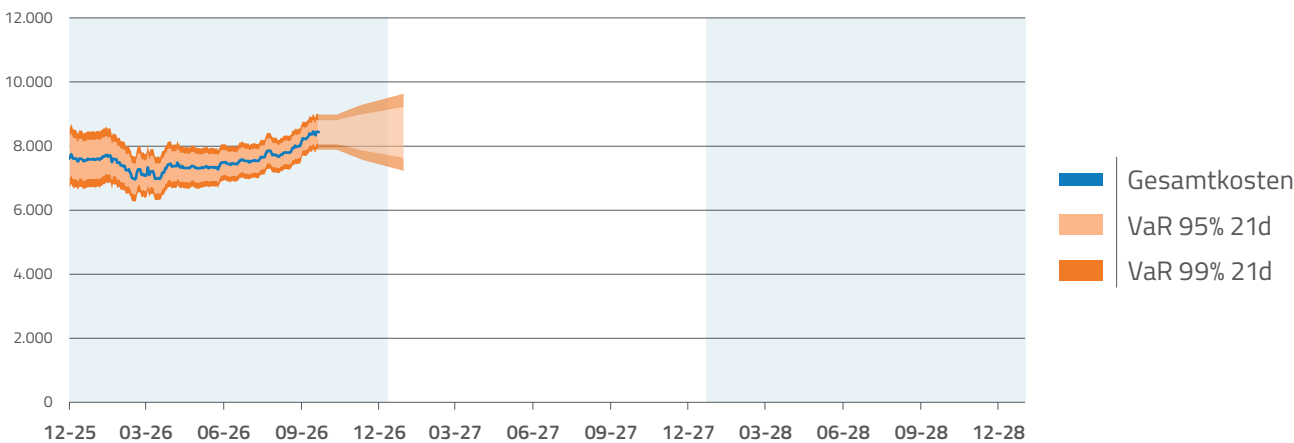
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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

P&L-Entwicklung
T€



VaR der Gesamtkosten
T€



Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2029	8.438 T€	- 5.361 €	8.071 - 8.801 T€ (95%) 7.884 - 8.987 T€ (99%)	7.872 - 8.999 T€ (95%) 7.585 - 9.287 T€ (99%)	7.639 - 9.233 T€ (95%) 7.232 - 9.639 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			82,24 - 92,36 €/MWh (95%) 79,66 - 94,94 €/MWh (99%)	79,50 - 95,10 €/MWh (95%) 75,52 - 99,08 €/MWh (99%)	76,27 - 98,33 €/MWh (95%) 70,64 - 103,96 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 85,81 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 94 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 128,15 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.581 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 85,71 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 61 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 97,40 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.571 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2029 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 84,36 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 28 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 87,30 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.436 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	83,32	78,27	76,71
enerchase - offene Position	128,15	97,40	87,30
enerchase - gesamt	85,81	85,71	84,36
Benchmark - gesamt	85,70	85,59	84,30
enerchase vs. BM - gesamt*	0,12	0,12	0,05
enerchase - gehedged in Y-1	98,10		
enerchase - gehedged in Y-2	81,36	83,31	
enerchase - gehedged in Y-3	74,36	74,78	76,71

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

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	94,44	61,11	27,78
enerchase - offene Position	5,56	38,89	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	-2,78	-2,78
enerchase - gehedged in Y-1	25,00		
enerchase - gehedged in Y-2	36,11	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	36,11	27,78

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

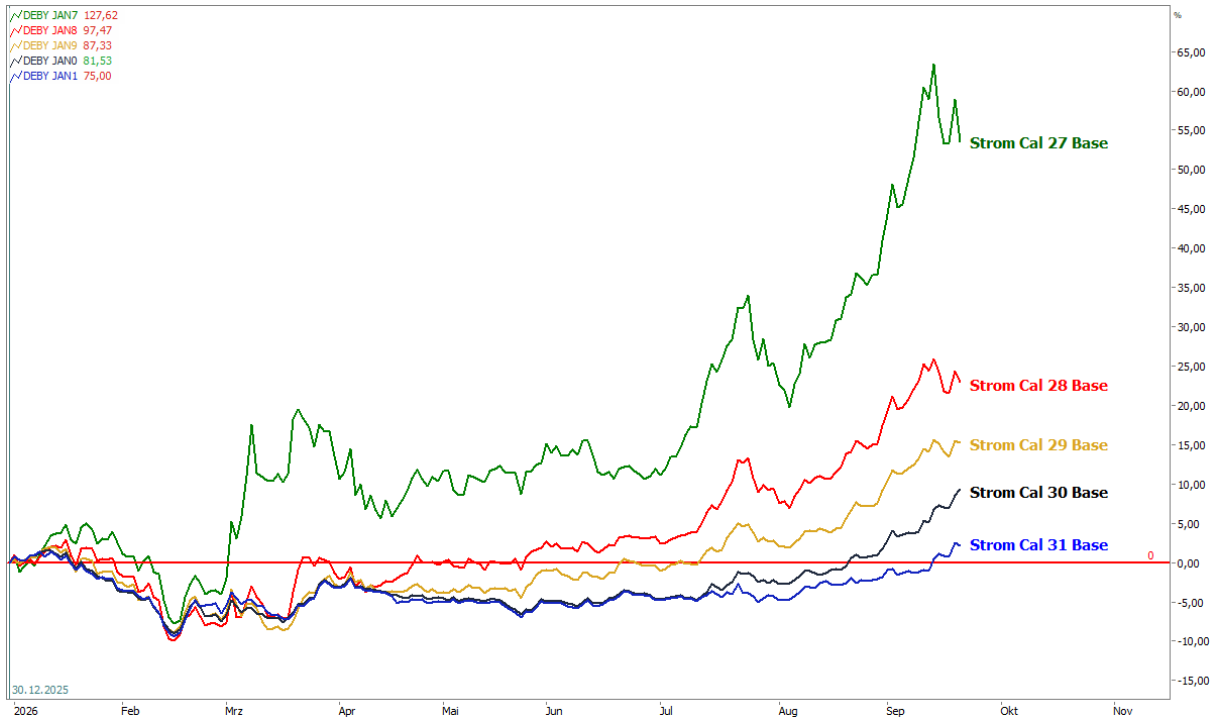
Beschaffungskosten

(in T€)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	7.869	4.783	2.131
enerchase - offene Position	712	3.788	6.305
enerchase - gesamt	8.581	8.571	8.436
Benchmark - gesamt	8.570	8.559	8.430
enerchase vs. BM - gesamt*	12	12	5
enerchase - gehedged in Y-1	2.453		
enerchase - gehedged in Y-2	2.938	0	
enerchase - gehedged in Y-3	2.479	2.701	2.131

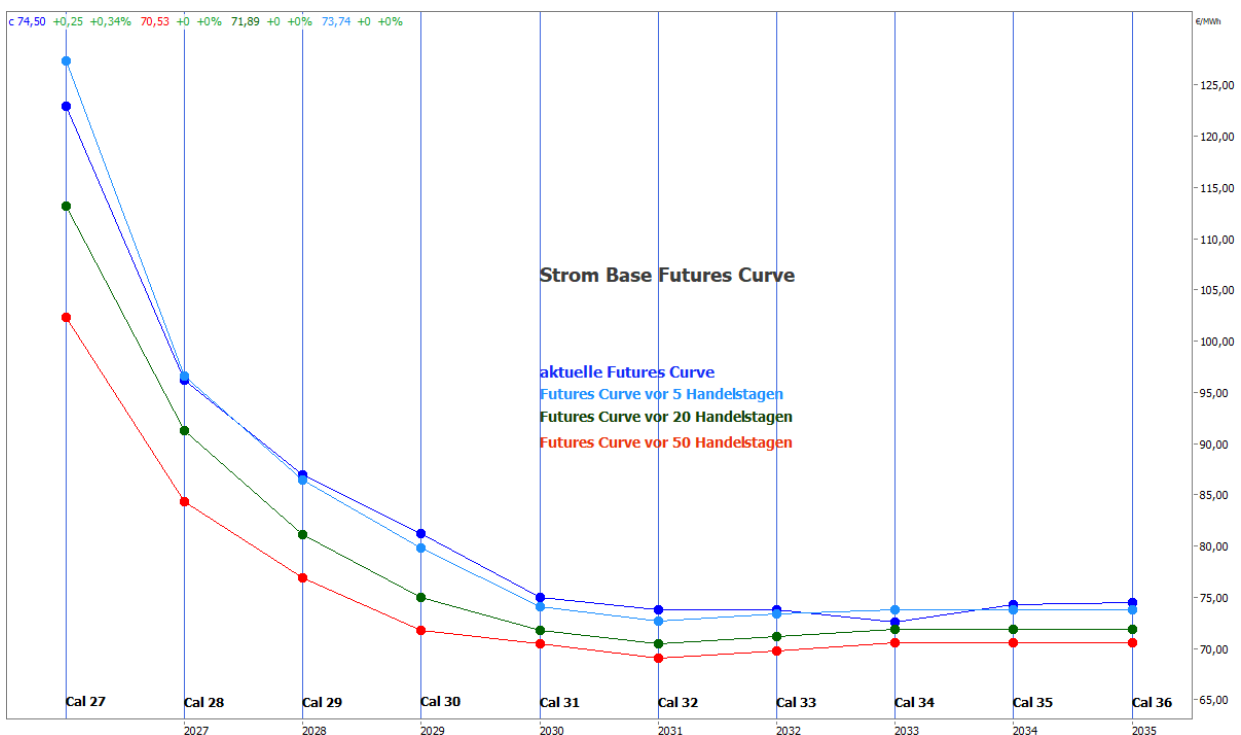
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

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

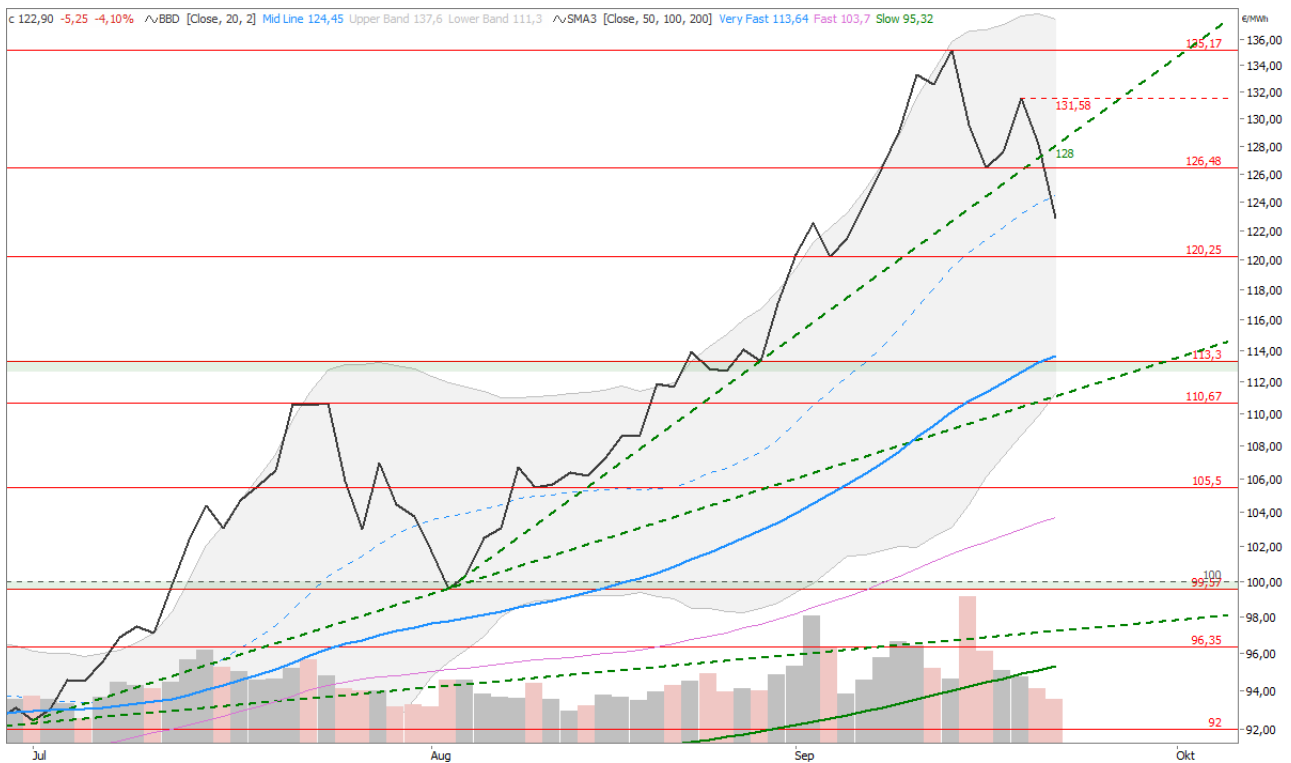


Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 27 Base (EEX)

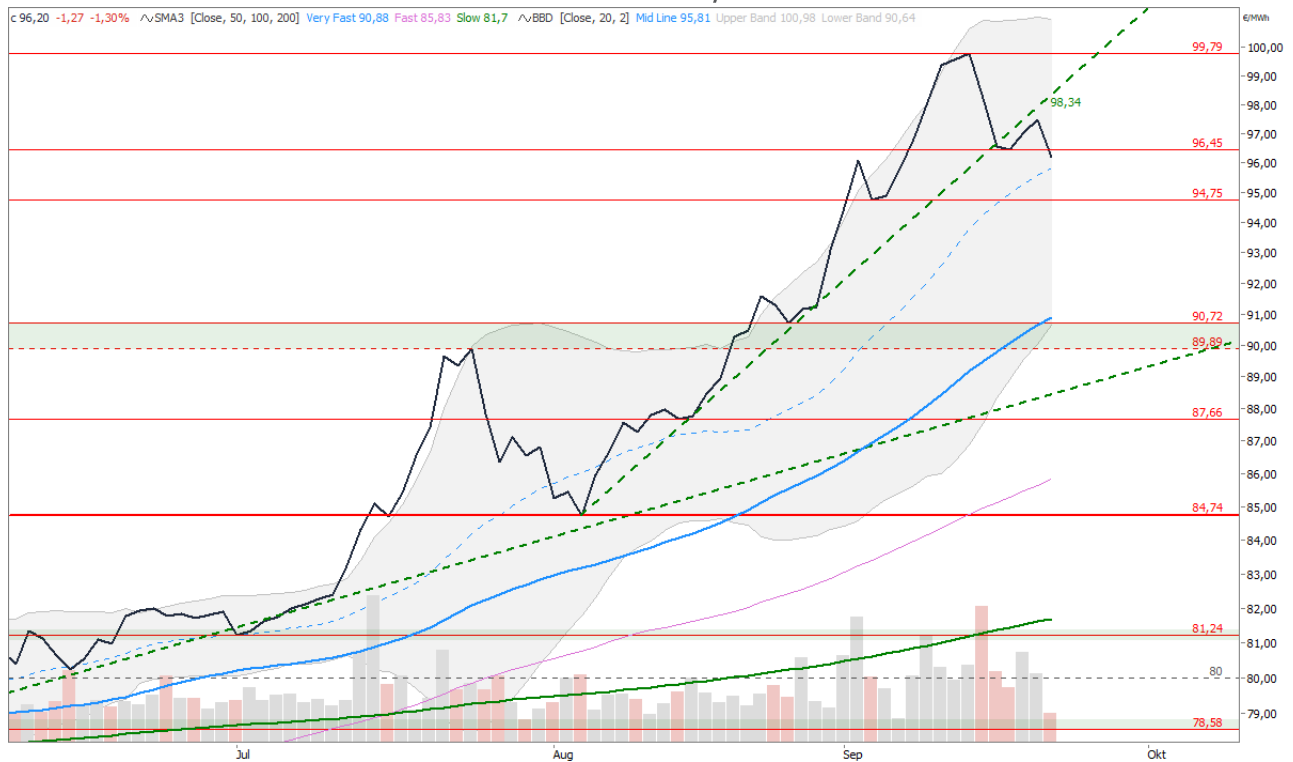


Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily) (EEX)

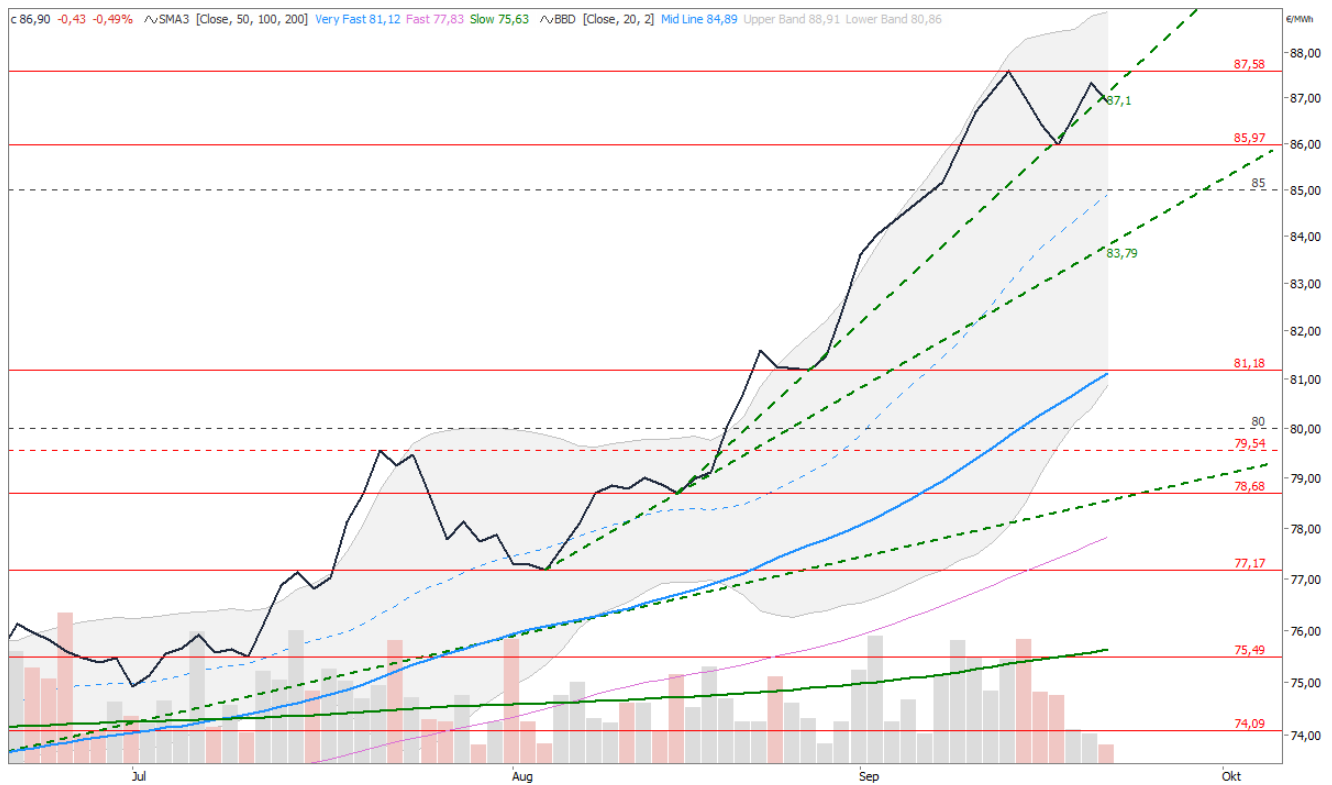


Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart) (EEX)

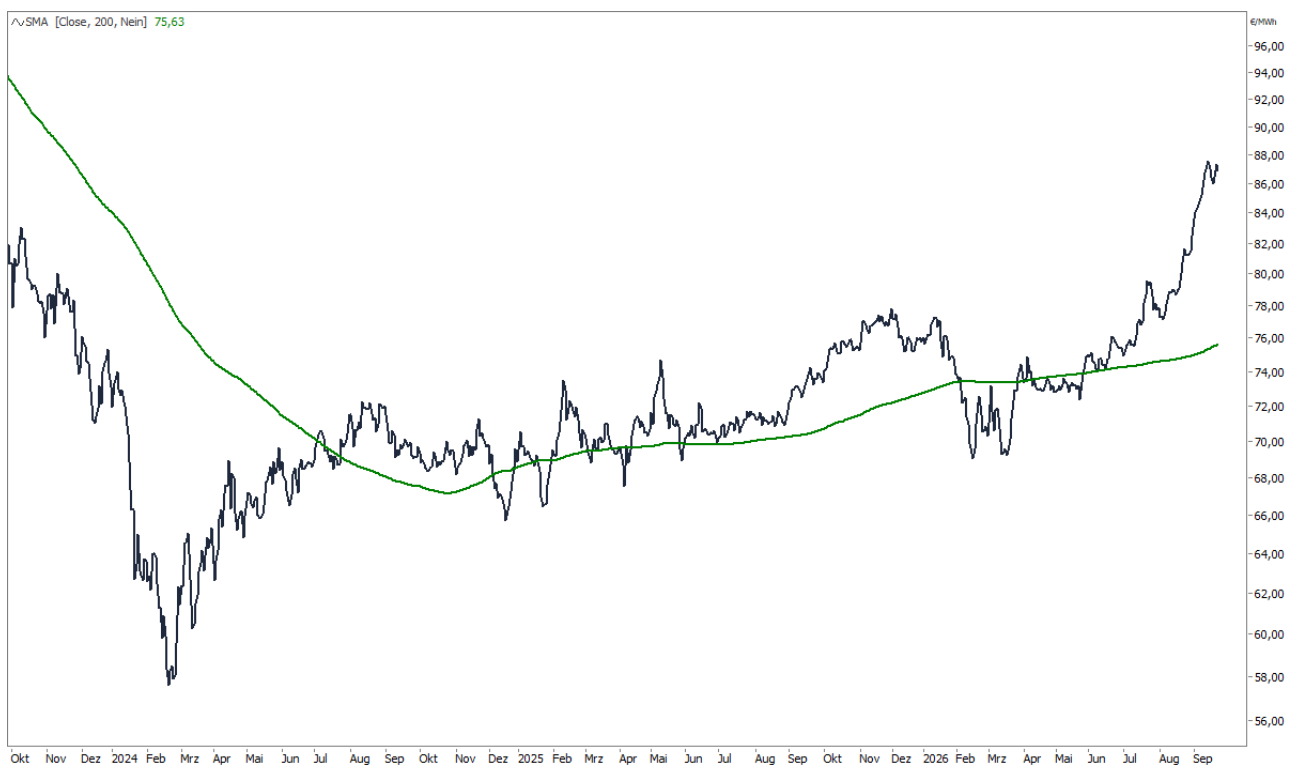


Anhänge

Strom Cal 29 Base (Daily) (EEX)



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



Anhänge

Deal History Lieferjahr 2027

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
02.01.2024	82,63	02.01.2024	82,63	2.778	0
01.02.2024	67,32	01.02.2024	67,32	2.778	0
01.03.2024	64,56	01.03.2024	64,56	2.778	0
02.04.2024	65,91	02.04.2024	65,91	2.778	0
02.05.2024	71,45	02.05.2024	71,45	2.778	0
31.05.2024	76,60	03.06.2024	74,73	2.778	-5.194
01.08.2024	77,25	01.07.2024	72,68	2.778	-12.694
01.08.2024	79,94	01.08.2024	79,94	2.778	0
26.08.2024	77,01	02.09.2024	76,74	2.778	-750
24.09.2024	75,59	01.10.2024	75,56	2.778	-83
22.10.2024	76,52	01.11.2024	75,72	2.778	-2.222
05.12.2024	77,59	02.12.2024	78,68	2.778	3.028
07.02.2025	85,23	02.01.2025	83,36	2.778	-5.194
03.02.2025	82,26	03.02.2025	82,26	2.778	0
26.02.2025	76,50	03.03.2025	76,05	2.778	-1.250
01.04.2025	76,04	01.04.2025	76,04	2.778	0
05.05.2025	77,51	02.05.2025	77,84	2.778	917
02.06.2025	78,04	02.06.2025	78,93	2.778	2.472
13.06.2025	82,59	01.07.2025	79,69	2.778	-8.056
01.08.2025	81,31	01.08.2025	81,31	2.778	0
18.08.2025	78,90	01.09.2025	81,66	2.778	7.667
06.10.2025	85,65	01.10.2025	83,36	2.778	-6.361
03.11.2025	85,48	03.11.2025	85,48	2.778	0
01.12.2025	84,82	01.12.2025	84,82	2.778	0
03.12.2025	83,40	02.01.2026	83,85	2.778	1.250
13.01.2026	85,74	02.02.2026	84,00	2.778	-4.833
06.02.2026	82,70	02.03.2026	81,47	2.778	-3.417
01.04.2026	91,89	01.04.2026	91,89	2.778	0
04.05.2026	92,84	04.05.2026	92,84	2.778	0
01.06.2026	95,69	01.06.2026	95,69	2.778	0
01.07.2026	92,41	01.07.2026	92,41	2.778	0
03.08.2026	101,83	03.08.2026	101,83	2.778	0
01.09.2026	119,90	01.09.2026	119,90	2.778	0
01.09.2026	119,90	-	128,15	2.778	22.917

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2028

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
11.02.2025	77,35	02.01.2025	74,57	2.778	-7.722
03.02.2025	74,61	03.02.2025	74,61	2.778	0
26.02.2025	72,69	03.03.2025	71,55	2.778	-3.167
09.05.2025	72,29	01.04.2025	69,35	2.778	-8.167
09.05.2025	72,29	02.05.2025	70,67	2.778	-4.500
15.05.2025	71,24	02.06.2025	70,40	2.778	-2.333
13.06.2025	72,60	01.07.2025	71,47	2.778	-3.139
02.07.2025	71,85	01.08.2025	73,32	2.778	4.083
29.08.2025	73,62	01.09.2025	75,09	2.778	4.083
29.08.2025	73,62	01.10.2025	77,79	2.778	11.583
03.11.2025	79,85	03.11.2025	79,85	2.778	0
01.12.2025	80,95	01.12.2025	80,95	2.778	0
09.12.2025	79,24	02.01.2026	80,02	2.778	2.167
02.02.2026	77,88	02.02.2026	77,88	2.778	0
03.02.2026	78,09	02.03.2026	73,28	2.778	-13.361
01.04.2026	77,64	01.04.2026	77,64	2.778	0
04.05.2026	79,35	04.05.2026	79,35	2.778	0
01.06.2026	81,37	01.06.2026	81,37	2.778	0
01.07.2026	81,22	01.07.2026	81,22	2.778	0
03.08.2026	85,26	03.08.2026	85,26	2.778	0
01.09.2026	94,49	01.09.2026	94,49	2.778	0
01.09.2026	94,49	-	97,40	2.778	8.083

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2029

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
08.12.2025	76,85	02.01.2026	76,02	2.778	-2.306
21.01.2026	74,79	02.02.2026	73,80	2.778	-2.750
21.01.2026	74,79	02.03.2026	70,98	2.778	-10.583
01.04.2026	73,36	01.04.2026	73,36	2.778	0
04.05.2026	72,88	04.05.2026	72,88	2.778	0
01.06.2026	75,00	01.06.2026	75,00	2.778	0
01.07.2026	74,91	01.07.2026	74,91	2.778	0
03.08.2026	77,30	03.08.2026	77,30	2.778	0
01.09.2026	83,60	01.09.2026	83,60	2.778	0
01.09.2026	83,60	-	87,30	2.778	10.278

Anhänge

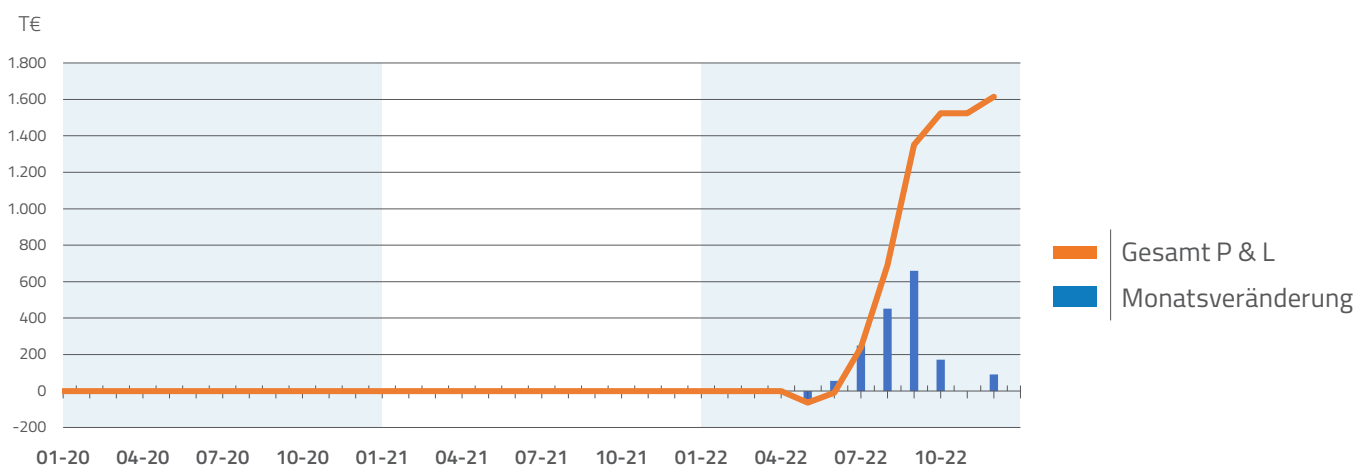
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2023

T€

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

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

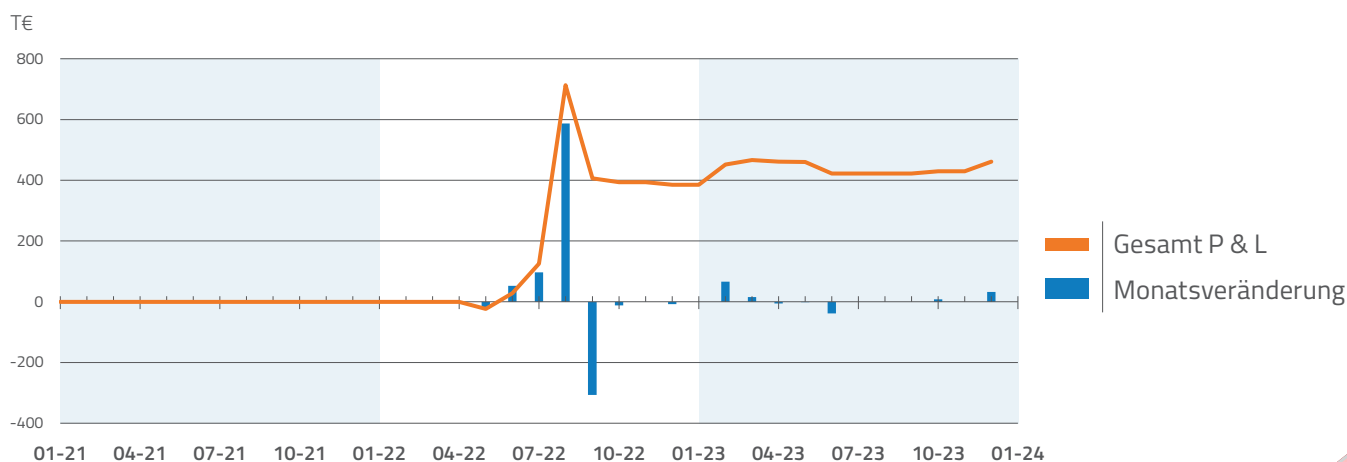


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

T€

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

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



Anhänge

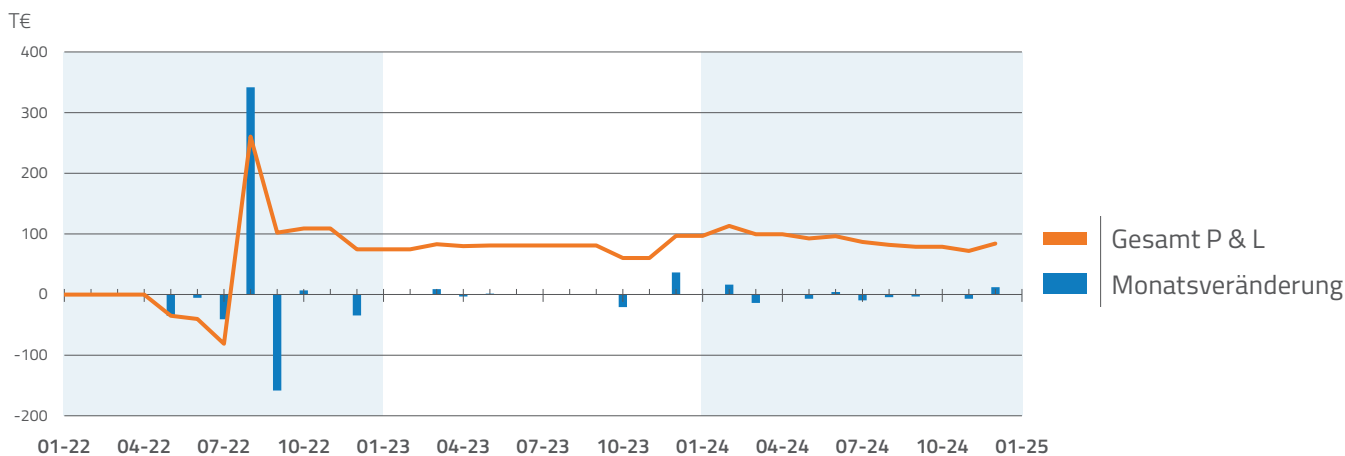
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2025

T€

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

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

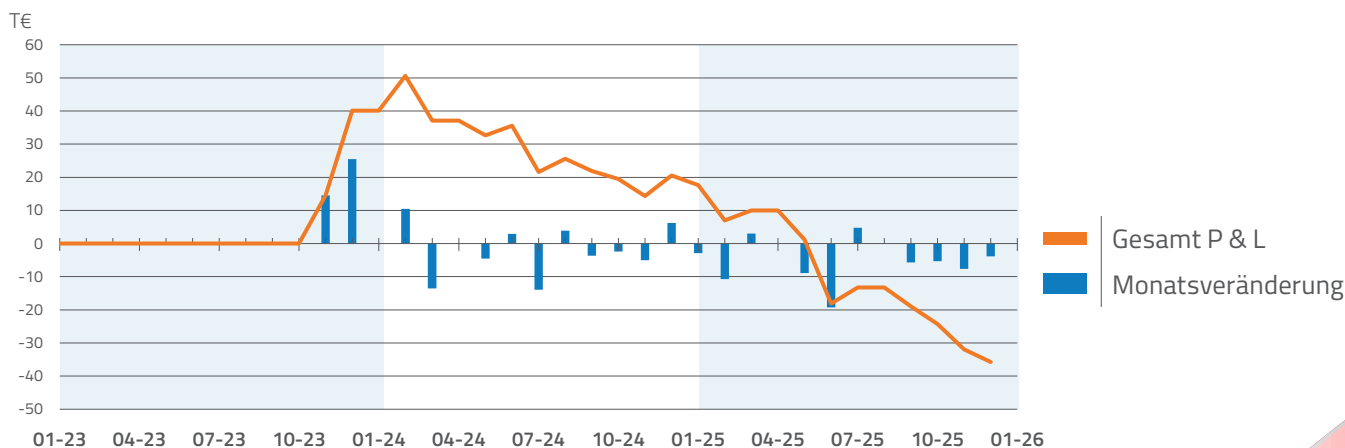


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2026

T€

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

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



Anhänge

Erläuterung der Strategie

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

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

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

Schritt 1: Strategie - Tranchen-Freigabe

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

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

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

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

Schritt 2: Taktik - Positionierung im Hedge-Kanal

■ Fall 1: Steigende Preiserwartung

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

■ Fall 2: Neutrale Preiserwartung

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

■ Fall 3: Fallende Preiserwartung

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

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

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

Schritt 3: Timing - Aktivierung der Tranche

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

1. Alternative: Die Tranche(n) wird/werden innerhalb von 2 Handelstagen fixiert (Market Order).

2. Alternative: Für die aktivierte(n) Tranche(n) wird ein Beschaffungs-Setup definiert. Dieses Setup besteht aus den Preis-Triggern „Price-Cap“ und „Price-Floor“.

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

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

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

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

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

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

Schritt 4: Fixierung der Tranche

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

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

Anhänge

Disclaimer / Impressum

Herausgeber:

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

Sitz: Willich, eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Krefeld unter HRA 7101, vertreten durch die persönlich haftende Gesellschafterin EnerChase Verwaltung GmbH, Sitz: Willich, eingetragen im Handelsregister des Amtsgerichts Krefeld unter HRB 18393 diese vertreten durch die

Geschäftsführer Stefan Küster und Dennis Warschewitz.

Marktdaten bereitgestellt von ICE Data Services

Risikohinweise

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

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

Keine Anlageberatung

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

Haftungsausschluss

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

Nutzungsbedingungen / Disclaimer

Die Analysen der EnerChase GmbH & Co. KG (im Folgenden „EnerChase“) richten sich an institutionelle professionelle Marktteilnehmer. Die Analysen von EnerChase sind für die allgemeine Verbreitung bestimmt und dienen ausschließlich zu Informationszwecken und stellen insbesondere keine Anlageberatung, Empfehlung oder Aufforderung zum Kauf oder Verkauf von Energie oder Derivaten dar und beziehen sich nicht auf die spezifischen Anlageziele, die finanzielle Situation bzw. auf etwaige Anforderungen von Personen. Handlungen basierend auf den von EnerChase veröffentlichten Analysen geschehen auf eigene Verantwortung der Nutzer. Grundsätzlich gilt, dass die Wertentwicklung in der Vergangenheit keine Garantie für die Wertentwicklung in der Zukunft ist. Vergangenheitsbezogene Daten bieten keinen Indikator für die zukünftige Wertentwicklung. Die Analysen beinhalten die subjektive Auffassung des Autors zum Energiemarkt aufgrund der ihm tatsächlich zur Verfügung stehenden Daten und Informationen, geben mithin sowohl hinsichtlich der Herkunft der Daten und Informationen als auch der hierauf aufbauenden Prognose den subjektiven Blick des Autors auf das Marktgeschehen wider im Zeitpunkt der Erstellung der jeweiligen Analyse.

1. Haftungsbeschränkung EnerChase

Wir übernehmen keine Haftung für direkte wie auch für indirekte Schäden und Folgeschäden, welche im Zusammenhang mit der Verwendung der Informationen entstehen können mit Ausnahme für Schäden, die auf einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung unsererseits oder einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung einer unserer Erfüllungsgehilfen beruhen. Insbesondere besteht keine Haftung dafür, dass sich die in den Analysen enthaltenen Prognosen auch bewährten. Die Informationen und Prognosen auf der Website sowie in dieser Analyse wurden mit großer Sorgfalt zusammengestellt. Für die Richtigkeit, Aktualität und Vollständigkeit kann gleichwohl keine Gewähr übernommen werden, auch auf eine Verlässlichkeit der Daten hat der Nutzer keinen Anspruch. Des Weiteren wird die Haftung für Ausfälle der Dienste oder Schäden jeglicher Art bspw. aufgrund von DoS-Attacken, Computerviren oder sonstigen Attacken ausgeschlossen. Die Nutzung der Inhalte dieser Analyse, der Webseite oder des MarketLetters erfolgt auf eigene Gefahr des Nutzers.

2. Schutzrechte

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

3. Hinweis nach § 85 WpHG

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

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

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

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

research@enerchase.de