Musterportfolio 100
Strom

Management
Summary

Die Kälte rückt an den Gas- und Strommärkten in den Vordergrund: Die Prognosen sehen nun eine anhaltende Kälteperiode bis Mitte Dezember, und nach einer kurzen, windbedingten Pause zieht die Ausspeicherung wieder spürbar an. Entlastung bringen die zunehmenden LNG-Umleitungen nach Europa, während im Iran-Konflikt diplomatisch wenig vorangeht und US-Präsident Trump neue Angriffe für das kommende Jahr offenhält. An den Aktienmärkten folgte auf den Einbruch der KI-Werte mit der Rückkehr von Jensen Huang an die Nvidia-Spitze eine kräftige Gegenbewegung, und während die Stimmungsdaten aus Deutschland freundlich ausfielen, kommen aus den USA mit dem drohenden Vermögenseffekt und der straffen Geldpolitik eher dämpfende Impulse. Die EUAs folgten dabei zuletzt eher den Finanzmärkten als der Reformdebatte. Auf der Strom-Terminkurve notieren die Lieferjahre ab Cal 28 wieder auf dem Niveau von vor 50 Handelstagen, charttechnisch ist Cal 27 Base nach dem Rücksetzer in eine Seitwärtsrange übergegangen, während Cal 28 und Cal 29 Base mit tieferen Hochs und Tiefs kurzfristig im Abwärtstrend bleiben. Langfristig hält das Golden Cross den Aufwärtstrend überall intakt. Wir haben den Rücksetzer mit dem Kauf der Dezember-Tranche genutzt und die Beschaffung für 2027 abgeschlossen. Die kurzfristige Long-Position zur Benchmark behalten wir bei, verzichten aber vorerst auf die Januar-Tranche für 2028 und 2029, bis sich das Ausmaß der Korrektur dort abzeichnet.

Beschaffungstelegramm Cal 27: 0 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 0 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 19.11.2026 +++ letzter Fixierungspreis: 140 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 86,88 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 147,25 €/MWh (Schlusskurs 23.11.2026) +++ aktuelle Hedge-Quote 100 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

Inhalt

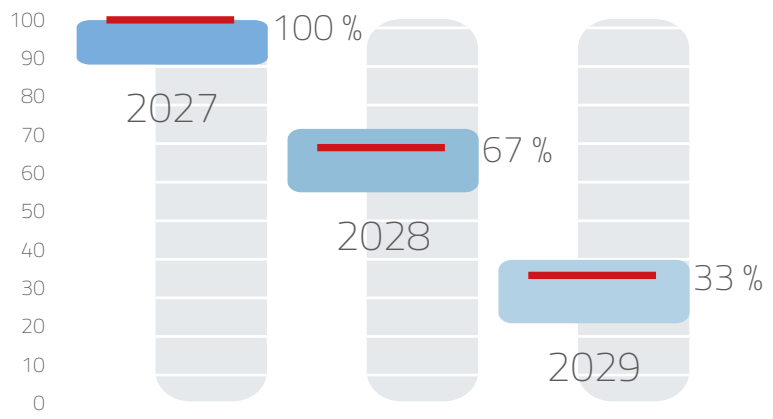
1.	Markteinschätzung	02
2.	Marktentwicklung	04
3.	Aktuelles Beschaffungsportfolio	05
4.	Taktische Allokation	06
5.	Lieferjahr 2027 im Detail	07
6.	Lieferjahr 2028 im Detail	09
7.	Lieferjahr 2029 im Detail	11
8.	Beschaffungshistorie	13
9.	Anhang & Charts	14
10.	Erläuterung	24
11.	Impressum & Disclaimer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

enerchase

Hedge-Situation

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

Aktuelle Hedge-Quoten



Markt-einschätzung (1/2)

Konjunktur: Auf den Einbruch der KI-Werte, der den Nasdaq Composite in der Vorwoche 10 Prozent kostete, folgte zum Wochenauftakt die Kehrtwende, als Nvidia Jensen Huang als CEO zurückholte und Nasdaq und S&P 500 so stark zulegten wie seit April 2025 nicht mehr. Wettgemacht sind die Verluste damit nur zum Teil, und das Risiko, auf das wir in der Vorwoche verwiesen haben, ist nicht vom Tisch: Der US-Verbraucher hat seinen Konsum zuletzt zulasten der Sparquote ausgeweitet und ist entsprechend auf steigende Kurse angewiesen. Die Einkaufsmanagerindizes signalisieren in den USA bereits eine Abkühlung, der Composite-Index fiel im November auf 54,6 Punkte (Konsens: 55,6) und damit auf den tiefsten Stand seit Juli, deutet laut S&P Global aber weiterhin auf ein annualisiertes Wachstum von rund 3 Prozent hin. Rückenwind von der Geldpolitik ist nicht zu erwarten, denn laut Protokoll der Oktobersitzung rechnen nahezu alle Fed-Mitglieder mit einer Zinserhöhung um 25 Basispunkte im Dezember, zwei brachten sogar einen größeren Schritt ins Spiel. In der Eurozone verharrte der Composite-PMI bei 51,7 Punkten, getragen von Deutschland, wo der Index auf 55,0 Punkte und damit den höchsten Stand seit März 2022 stieg. Nach den ZEW-Konjunkturerwartungen hellte sich am Dienstag auch das ifo-Geschäftsklima weiter auf und stieg um 0,5 auf 90,6 Punkte, getragen von Dienstleistern und Handel, während die Stimmung in der Industrie und am Bau leicht nachgab. Für die Energienachfrage sind die Daten aus Deutschland damit neutral bis leicht positiv zu werten, aus den USA kommen mit den Risiken am Aktienmarkt und der straffen Geldpolitik dagegen eher dämpfende Impulse.

Fundamental: An den Gas- und damit auch an den Strommärkten übernimmt das Wetter die Hauptrolle: Statt eines kurzen Kälteeinbruchs erwarten die Prognosen nun eine anhaltende Kälteperiode bis Mitte Dezember. Nach einer windreichen Wochenmitte, in der Deutschland zeitweise sogar wieder einspeicherte und sich der Rückstand zum Vorjahr verringerte, zieht die Ausspeicherung damit wieder spürbar an. Dämpfend wirken die LNG-Umleitungen, denn seit Anfang November wurden neun Ladungen mit zusammen rund 1,4 Mio. Kubikmetern nach Europa umgeleitet, die meisten aus den USA, wo die Gasflüsse zu den Exportterminals ein Rekordhoch erreichten. Geopolitisch bleibt im Iran-Konflikt die militärische Option auf dem Tisch: Laut New York Times erwägt US-Präsident Donald Trump gemeinsam mit Israel eine neue, mehrtägige Militärkampagne, die sich auch gegen die iranische Energieinfrastruktur richten soll, eine Entscheidung darüber will er aber erst im neuen Jahr treffen. Ob die LNG-Exporte aus dem Persischen Golf tatsächlich so stark eingebrochen sind, wie die vorläufigen Kpler-Daten nahelegen, ist allerdings offen, denn zuletzt verließen acht von neun LNG-Tankern Ras Laffan ohne aktives AIS-Signal. Diplomatisch bewegte sich wenig: Das Dreiertreffen von Trump, Xi und Putin in Shenzhen blieb ohne nennenswertes Ergebnis, und Katars Ministerpräsident wirbt bei Gesprächen mit US-Außenminister Rubio und Vizepräsident Vance in Washington weiter für eine Wiederaufnahme der Verhandlungen.

Bei den EUAs ging der größte Tagesverlust seit Februar vor allem mit der Schwäche an den Aktienmärkten und einer hohen spekulativen Long-Positionierung einher, die Fonds hatten ihre Netto-Long-Position zuvor sechs Wochen in Folge ausgebaut, und mit der Euphorie an den Finanzmärkten erholten sich die Zertifikate zum Wochenauftakt wieder. Daneben hält die Debatte um die ETS-Reform an, und die EU und Großbritannien haben die Verhandlungen über die Verknüpfung ihrer Emissionshandelssysteme abgeschlossen, sodass Unternehmen ab 2028 EUAs und britische UKAs gleichermaßen für ihre Abgabepflichten nutzen können sollen.

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Ein Blick auf die gesamte Strom-Terminkurve zeigt das Ausmaß der jüngsten Korrektur: Gegenüber dem Stand vor 20 Handelstagen, kurz vor den Verlaufshochs Ende Oktober, notieren alle Lieferjahre deutlich tiefer, am stärksten Cal 28 Base mit rund 15 Euro/MWh. Ab Cal 28 hat sich die Kurve damit wieder dem Niveau von vor 50 Handelstagen angenähert, nur das Frontjahr Cal 27 Base hält noch einen deutlichen Aufschlag. Gegenüber der Vorwoche hat sich vor allem das vordere Kurvenende wieder etwas erholt, die hinteren Lieferjahre treten dagegen nahezu auf der Stelle.

Im Tages-Linienchart rutschte das **Strom Cal 27 Base** am vergangenen Mittwoch mit einem Schlusskurs von 139,42 Euro/MWh kurz unter die Unterstützungszone um 141–143 Euro/MWh und die 50-Tage-Linie, kehrte aber bereits am Folgetag darüber zurück...

Strom-markt

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



Preisentwicklung (Base)
€/MWh



Markt-einschätzung (2/2)

(Fortsetzung)

Mit aktuell 147,00 Euro/MWh hat der Kontrakt inzwischen auch das kleinere Zwischenhoch der Vorwoche überwunden. Damit ergibt sich derzeit kein eindeutiges Bild, denn auf ein höheres Zwischenhoch bei 153,47 Euro/MWh folgte ein tieferes Tief, sodass sich Cal 27 eher in einer breiten Seitwärtsrange bewegt. Ein Schlusskurs über diesem Hoch würde ein klares Stärkesignal in Richtung des Verlaufshochs bei 164,06 Euro/MWh setzen, unter dem Verlaufstief bei 139,42 Euro/MWh rückt dagegen die Marke von 130 Euro/MWh mit der langfristigen Aufwärtstrendgerade in den Blick. Innerhalb der Range bilden dieses Tief und die steigende 50-Tage-Linie bei 141,81 Euro/MWh die ersten Supports. Übergeordnet untermauert das intakte Golden Cross zusammen mit den steigenden 100- und 200-Tage-Linien weiter den langfristigen Aufwärtstrend.

Beim **Strom Cal 28 Base** fiel der Rücksetzer im Tages-Linienchart deutlicher aus, am vergangenen Mittwoch schloss der Kontrakt mit 98,55 Euro/MWh erstmals seit Anfang Oktober unter der psychologischen 100-Euro-Marke. Die anschließende Erholung kam nur bis knapp 102 Euro/MWh und blieb damit unter dem kleineren Zwischenhoch der Vorwoche und klar unter der 50-Tage-Linie bei 104,61 Euro/MWh. Anders als bei Cal 27 ist die Abfolge hier eindeutig: Seit dem Zwischenhoch bei 107,17 Euro/MWh bildet der Kontrakt tiefere Hochs und tiefere Tiefs, der kurzfristige Abwärtstrend ist damit intakt, zumal die 50-Tage-Linie inzwischen abflacht. Unterhalb der 100-Euro-Marke bildet das Verlaufstief bei 98,55 Euro/MWh in Kombination mit der 100-Tage-Linie bei 97,06 Euro/MWh den nächsten Support. Oberhalb würde erst ein Schlusskurs über der 50-Tage-Linie auf eine Stabilisierung hindeuten. Übergeordnet spricht das Golden Cross seit Mai weiter für den langfristigen Aufwärtstrend.

Beim **Strom Cal 29 Base** erwies sich im Tages-Linienchart die 100-Tage-Linie als Auffangnetz: Am vergangenen Mittwoch schloss der Kontrakt mit 85,54 Euro/MWh knapp darüber und drehte anschließend nach oben. Die Erholung endete allerdings knapp unter der früheren Unterstützungszone um 88 Euro/MWh, die nach dem Bruch nun als Widerstand wirkt. Seit dem Verlaufshoch bei 100,18 Euro/MWh reihen sich hier lückenlos tiefere Hochs und tiefere Tiefs aneinander, nach der Dow-Theorie ist der kurzfristige Abwärtstrend bei Cal 29 damit am klarsten ausgeprägt, und auch hier flacht die 50-Tage-Linie bei 90,88 Euro/MWh ab. Nach unten bildet das Verlaufstief in Kombination mit der steigenden 100-Tage-Linie bei 85,49 Euro/MWh den entscheidenden Support, darunter folgen die Marke von 81,18 Euro/MWh und knapp darüber die langfristige Aufwärtstrendgerade. Oberhalb würde erst ein Schlusskurs über 88 Euro/MWh auf eine Stabilisierung hindeuten. Übergeordnet hält das Golden Cross seit Juli den langfristigen Aufwärtstrend vorerst intakt.

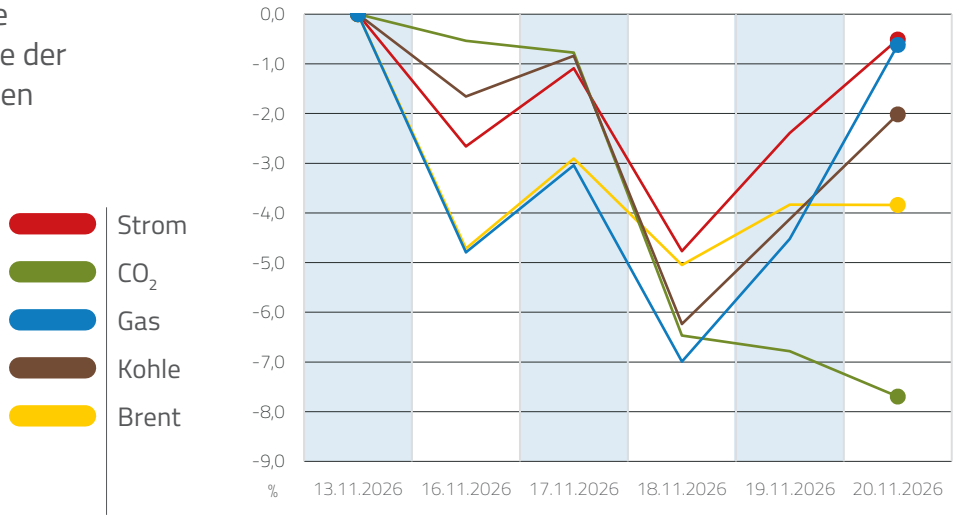
Fazit (Charttechnik): Die Erholung seit den Tiefs vom Mittwoch fiel bei Cal 27 Base deutlich kräftiger aus als bei Cal 28 und Cal 29 Base, was die Abstufung entlang der Kurve unterstreicht. Während Cal 27 in eine breite Seitwärtsrange übergegangen ist, bestätigen Cal 28 und vor allem Cal 29 mit tieferen Hochs und tieferen Tiefs kurzfristig den Abwärtstrend, zumal dort die 50-Tage-Linien abflachen. Langfristig hält das Golden Cross den Aufwärtstrend überall intakt.

Portfolioausrichtung: Mit dem Kauf der Dezember-Tranche am vergangenen Donnerstag hat das Musterportfolio den Rücksetzer nahe den Verlaufstiefs genutzt, inzwischen notieren alle drei Lieferjahre über den Einstiegskursen, und für das Lieferjahr 2027 ist die Beschaffung damit abgeschlossen. Wir sehen uns in diesem Schritt bestätigt, denn die anhaltende Kälte und die wieder anziehende Ausspeicherung unterstreichen das Aufwärtsrisiko, während sich im Iran-Konflikt diplomatisch nichts bewegt und die militärische Option auf dem Tisch bleibt. Dämpfend wirken dagegen die LNG-Umleitungen nach Europa und die Unsicherheit an den Aktienmärkten, zudem zeigen Cal 28 und Cal 29 Base kurzfristig weiter Schwäche. Die kurzfristige Long-Position zur Benchmark behalten wir daher bei, bauen sie aber nicht weiter aus und verzichten vorerst auf die Januar-Tranche für 2028 und 2029. Neu bewerten wir die Lage, sobald sich abzeichnet, wie weit die Korrektur bei Cal 28 und Cal 29 Base reicht und ob die Kombination aus Verlaufstief und 100-Tage-Linie dort hält.

Markt- entwicklung

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

Energiemarktentwicklung
KW 48



Markt- rückblick

Auf die Verluste vom Freitag, dem 13. November, folgte zum Start der KW 47 der nächste Abverkauf. Am Montag gab das TTF Gas Frontjahr knapp 5 Prozent nach, obwohl in der Straße von Hormus erneut Tanker getroffen wurden und vorläufige Kpler-Daten einen Einbruch der LNG-Exporte aus dem Persischen Golf zeigten. Nach einer kurzen Gegenbewegung rutschten Gas und Strom am Mittwoch deutlich ab, begleitet vom größten Tagesverlust der EUAs seit Februar. Wieder aufwärts ging es am Donnerstag. Laut der New York Times erwägt US-Präsident Donald Trump gemeinsam mit Israel eine neue, mehrtägige Militärkampagne gegen den Iran, die sich auch gegen die Energieinfrastruktur richten soll. Bei kühleren Wetterprognosen und einer großen Wartung am norwegischen Feld Troll legte der TTF Gas Frontmonat knapp 5 Prozent zu. Am Freitag folgte ein Plus in ähnlicher Größenordnung, obwohl Trump ankündigte, erst im neuen Jahr über weitere Angriffe entscheiden zu wollen. Auf Wochensicht machten Gas und Strom die Verluste damit fast vollständig wett. Der TTF Gas Frontmonat schloss nahezu unverändert, das Frontjahr gab gut 0,5 Prozent ab. Der deutsche Strom Frontmonat Base legte leicht zu, das Frontjahr notierte rund 0,5 Prozent tiefer. Der EUA Dez. 26 Future verlor dagegen knapp 8 Prozent, der Brent Crude Frontmonat knapp 4 Prozent und das API#2 Kohle Frontjahr rund 2 Prozent.

Diplomatisch bewegte sich wenig. Der iranische Außenminister Abbas Araghchi stellte bei Gesprächen im Oman eine Initiative zur Beendigung des Krieges vor, deren Inhalt unbekannt blieb. Am Donnerstag trafen die US-Gesandten Steve Witkoff und Jared Kushner in Berlin zudem Katars Ministerpräsidenten, nennenswerte Fortschritte gab es laut Axios nicht. Militärisch spitzte sich die Lage dagegen zu. Der Iran feuerte erneut Drohnen auf eine US-Basis in Bahrain, die USA griffen die iranische Insel Qeschm an, in der Nacht zum Mittwoch war ein US-Stützpunkt in Kuwait das Ziel. Israel drängt Berichten zufolge auf eine neue Offensive, im Beraterstab des US-Präsidenten halten dagegen immer mehr Stimmen die Seeblockade für ausreichend. Gegenüber Reuters erklärte Trump am Freitag, er wolle erst nach Jahresbeginn über weitere Militärschläge sprechen. Eine Absage an neue Angriffe ist das nicht. Mit der USS George Washington verließ einer der drei Flugzeugträger die Region. Auch das Dreiertreffen von Trump, Xi Jinping und Wladimir Putin beim APEC-Gipfel in Shenzhen brachte keine nennenswerten Ergebnisse.

Beschaffungsportfolio Strom
aktuell

2027



Floor Cap

Tranche geschlossen

Lieferjahr 2027

36 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 0 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.12. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 19.12. | Hedge-Quote: 100 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 86,88 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 87,01 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

2028



Floor Cap

Tranche geschlossen

Lieferjahr 2028

24 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.12. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 30.4. | Hedge-Quote: 67 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 87,74 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 87,77 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

2029



Floor Cap

Tranche geschlossen

Lieferjahr 2029

12 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.12. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 30.4. | Hedge-Quote: 33 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 85,30 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 85,33 €/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	140,00 €/MWh	147,25 €/MWh	-	-	geschlossen
2028	30.04.2027	98,70 €/MWh	102,10 €/MWh	-	-	geschlossen
2029	30.04.2027	85,65 €/MWh	88,35 €/MWh	-	-	geschlossen

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	36 von 36	100 GWh	100 %	86,88 €/MWh	87,01 €/MWh	0	0	13.389 €
2028	24 von 36	67 GWh	67 %	87,74 €/MWh	87,77 €/MWh	1	0	3.222 €
2029	12 von 36	33 GWh	33 %	85,30 €/MWh	85,33 €/MWh	1	0	3.528 €

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

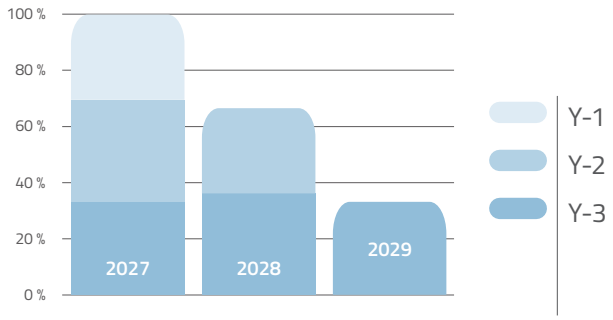
Allokation

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.

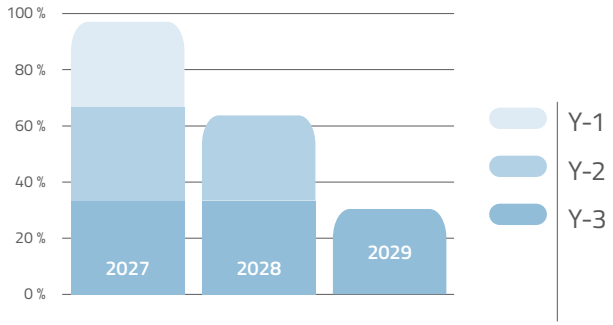
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	100 %	31 %	36 %	33 %
2028	67 %		31 %	36 %
2029	33 %			33 %



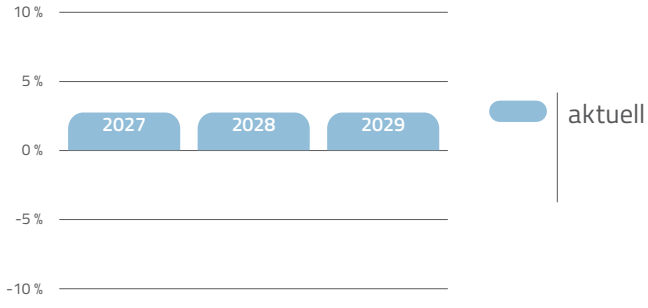
Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	97 %	31 %	33 %	33 %
2028	64 %		31 %	33 %
2029	31 %			31 %



Aktive Allokation

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

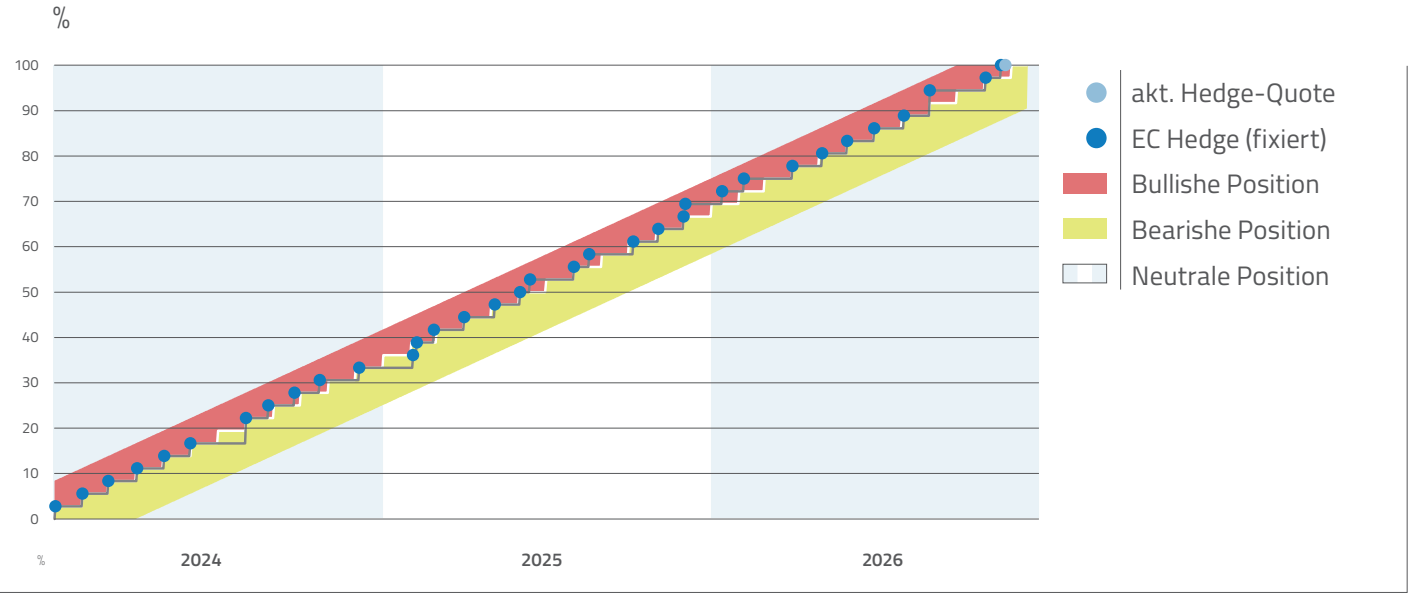


Strom

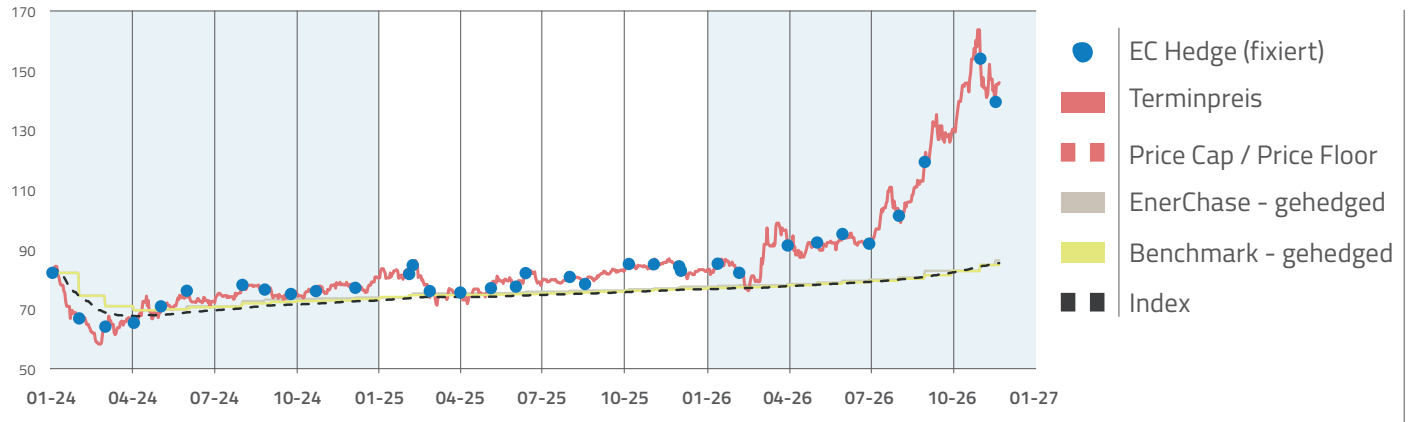
2027

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.

Hedge-Kanal



Preisentwicklung



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	36 von 36	100 GWh	100 %	86,88 €/MWh	87,01 €/MWh	0	0	13.389 €

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

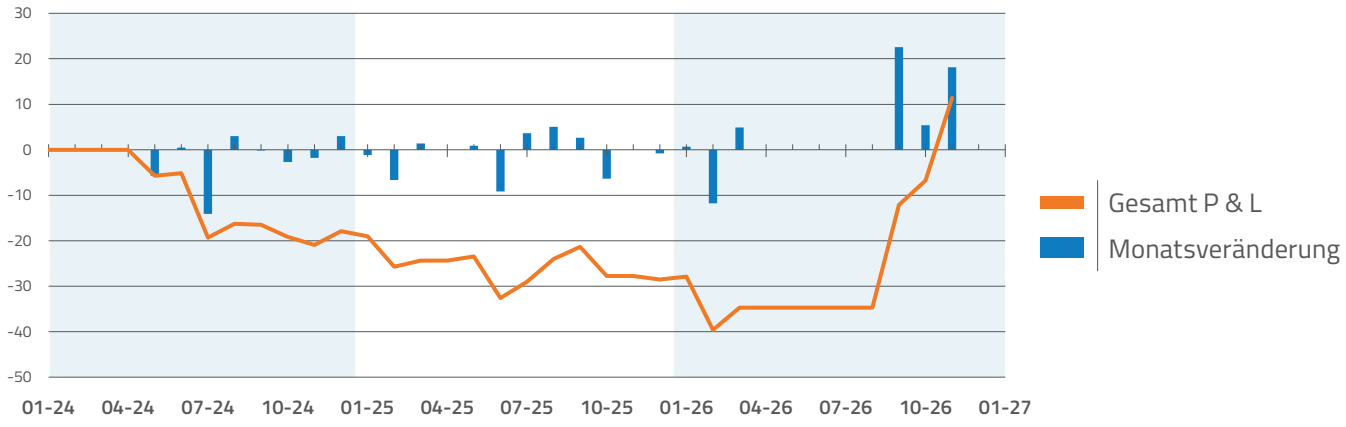
2027

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.

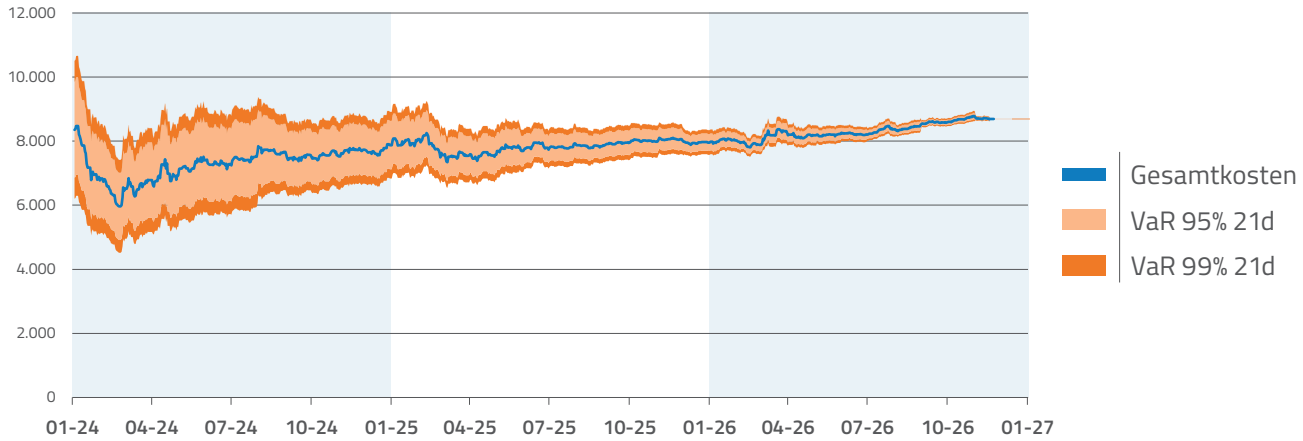
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



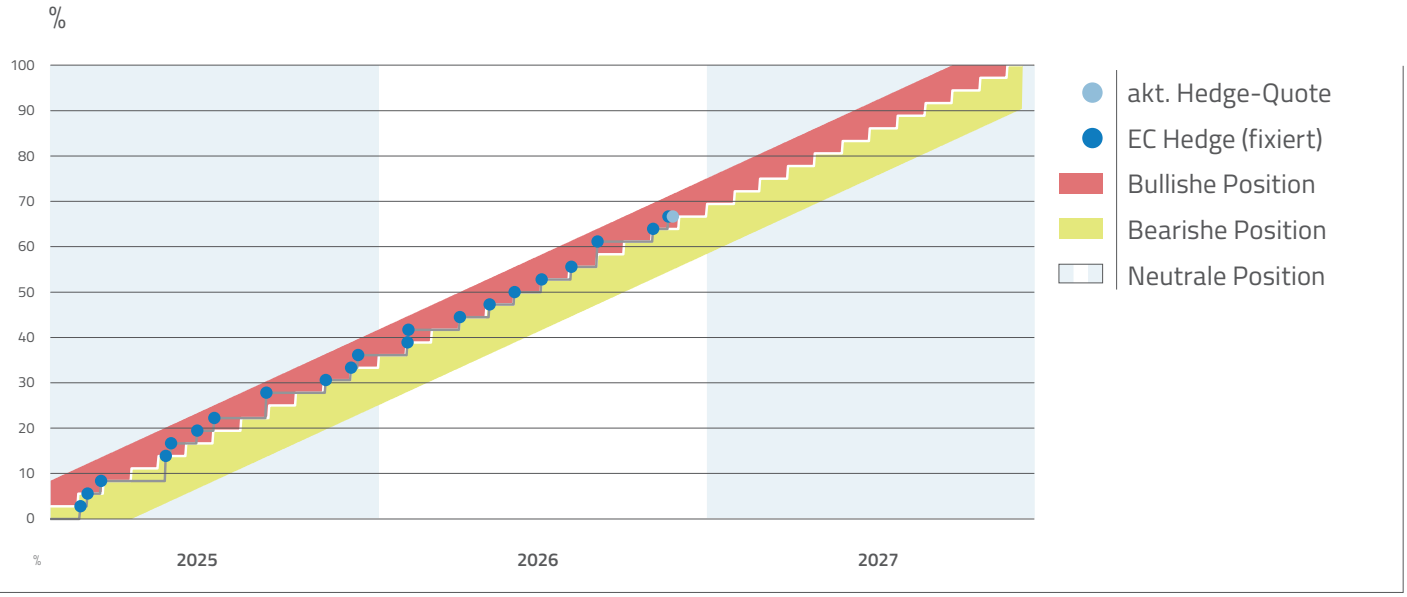
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	8.688 T€	13.389 €	8.688 - 8.688 T€ (95%) 8.688 - 8.688 T€ (99%)	8.688 - 8.688 T€ (95%) 8.688 - 8.688 T€ (99%)	8.688 - 8.688 T€ (95%) 8.688 - 8.688 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			129,98 - 164,52 €/MWh (95%) 120,57 - 173,93 €/MWh (99%)	120,61 - 173,89 €/MWh (95%) 106,08 - 188,42 €/MWh (99%)	109,57 - 184,93 €/MWh (95%) 89,03 - 205,47 €/MWh (99%)

Strom

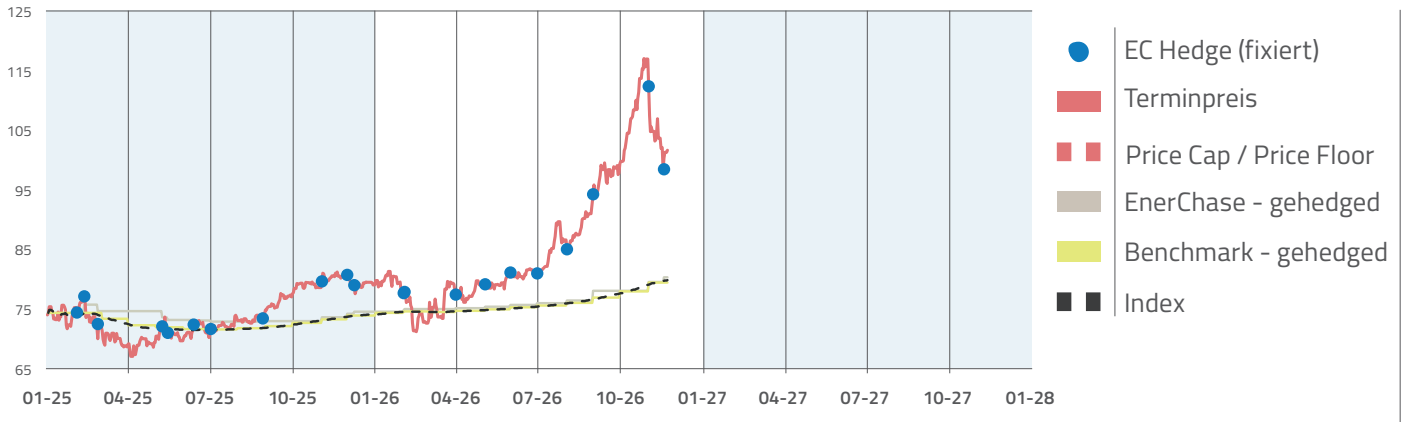
2028

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.

Hedge-Kanal



Preisentwicklung



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2028	24 von 36	67 GWh	67 %	87,74 €/MWh	87,77 €/MWh	1	0	3.222 €

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

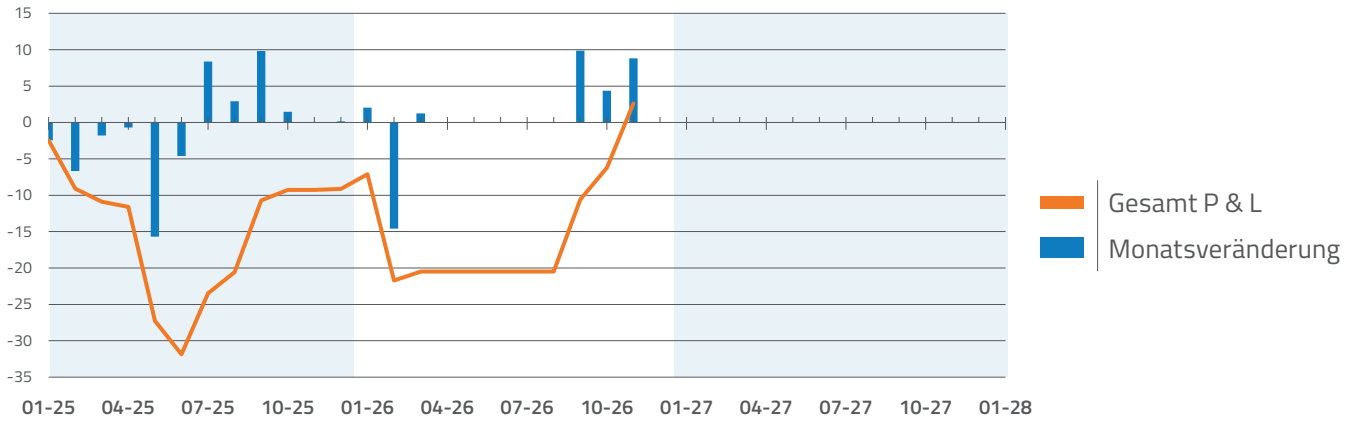
2028

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.

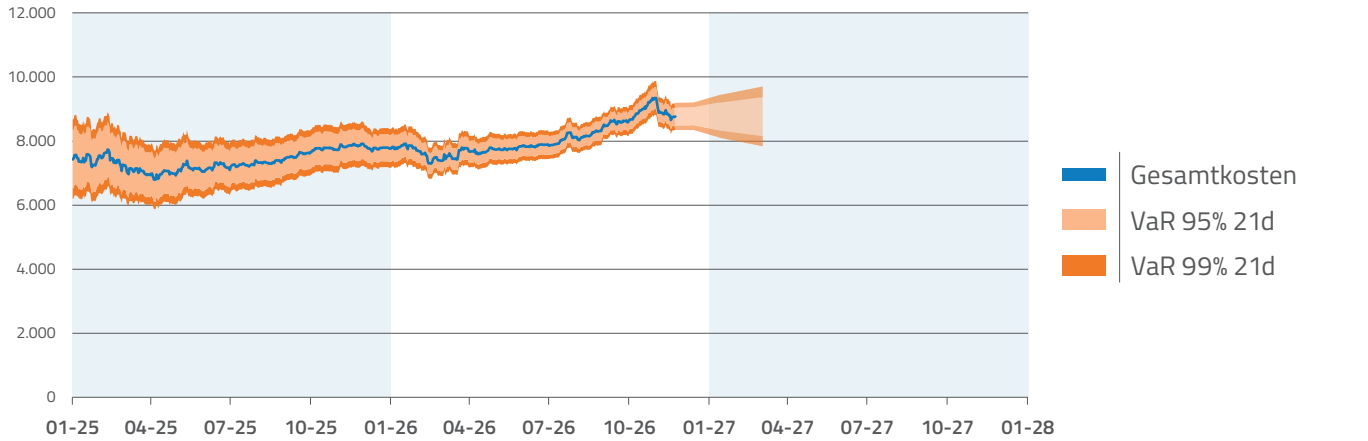
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



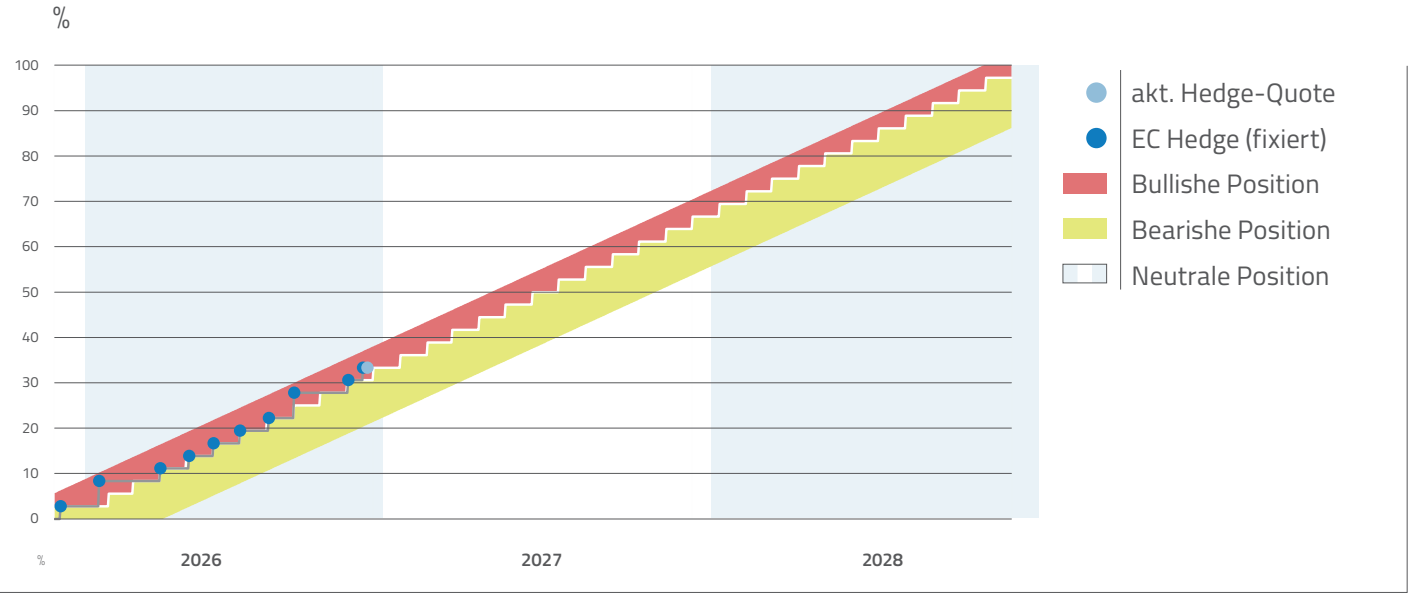
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	8.766 T€	3.222 €	8.492 - 9.055 T€ (95%) 8.348 - 9.200 T€ (99%)	8.339 - 9.208 T€ (95%) 8.116 - 9.431 T€ (99%)	8.159 - 9.389 T€ (95%) 7.844 - 9.703 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			93,65 - 110,55 €/MWh (95%) 89,32 - 114,88 €/MWh (99%)	89,06 - 115,14 €/MWh (95%) 82,38 - 121,82 €/MWh (99%)	83,65 - 120,55 €/MWh (95%) 74,21 - 129,99 €/MWh (99%)

Strom

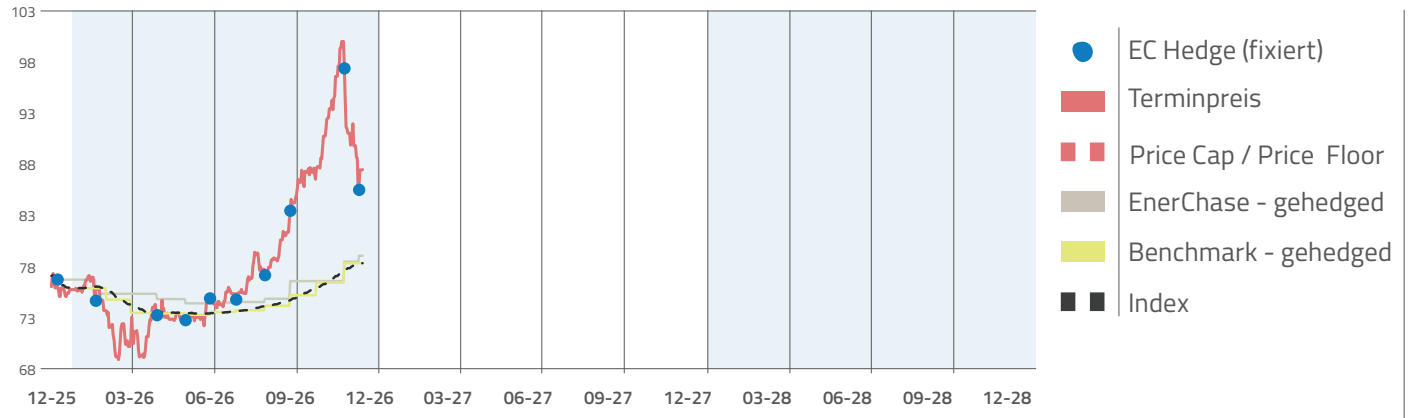
2029

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.

Hedge-Kanal



Preisentwicklung



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2029	12 von 36	33 GWh	33 %	85,30 €/MWh	85,33 €/MWh	1	0	3.528 €

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

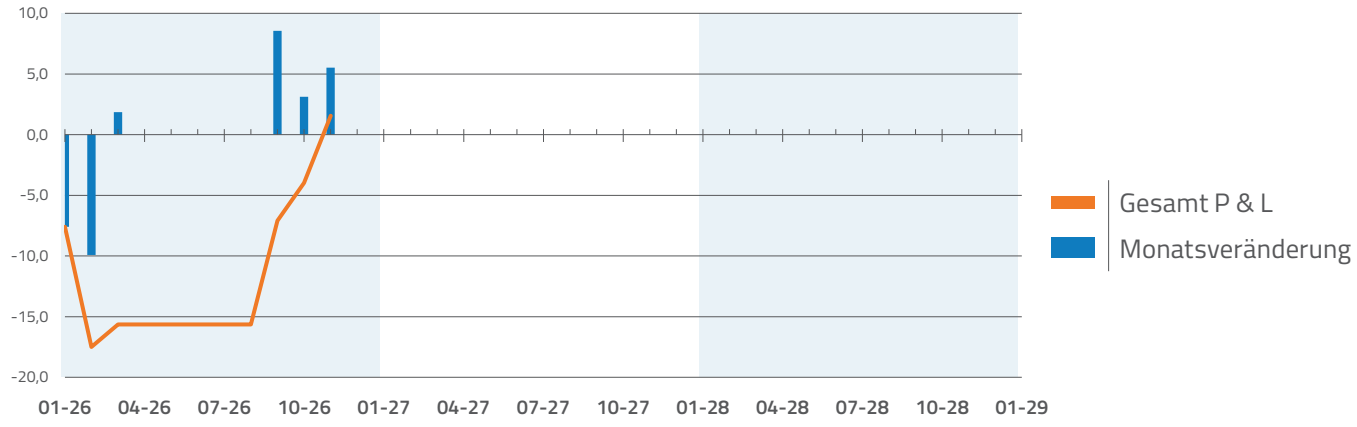
2029

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.

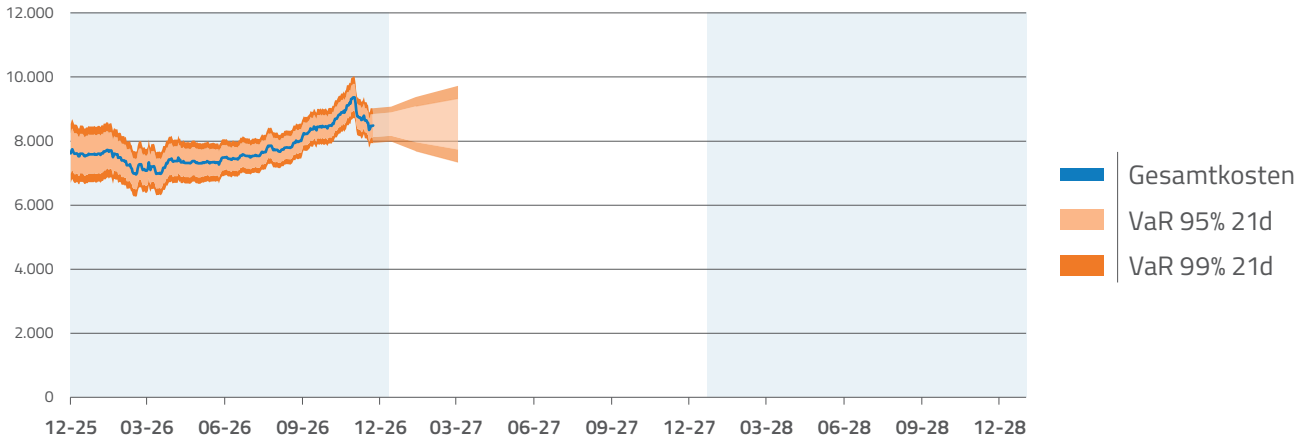
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2029	8.482 T€	3.528 €	8.167 - 8.893 T€ (95%) 7.983 - 9.076 T€ (99%)	7.969 - 9.090 T€ (95%) 7.686 - 9.373 T€ (99%)	7.737 - 9.322 T€ (95%) 7.337 - 9.722 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			82,90 - 93,80 €/MWh (95%) 80,15 - 96,55 €/MWh (99%)	79,95 - 96,75 €/MWh (95%) 75,70 - 101,0 €/MWh (99%)	76,47 - 100,23 €/MWh (95%) 70,46 - 106,24 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis 86,88 €/MWh. Es sind 100 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Es gibt keine offene Position. Die Gesamtkosten belaufen sich auf 8.688 T€.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 87,74 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 67 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 102,10 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.774 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2029 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 85,30 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 33 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 88,35 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.530 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	86,88	80,55	79,19
enerchase - offene Position	147,25	102,10	88,35
enerchase - gesamt	86,88	87,74	85,30
Benchmark - gesamt	87,01	87,77	85,33
enerchase vs. BM - gesamt*	-0,13	-0,03	-0,04
enerchase - gehedged in Y-1	107,04		
enerchase - gehedged in Y-2	81,36	87,37	
enerchase - gehedged in Y-3	74,36	74,78	79,19

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

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	100,00	66,67	33,33
enerchase - offene Position	0,00	33,33	66,67
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	2,78	36,11	69,44
enerchase vs. BM - offene Position*	-2,78	-2,78	-2,78
enerchase - gehedged in Y-1	30,56		
enerchase - gehedged in Y-2	36,11	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	36,11	33,33

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

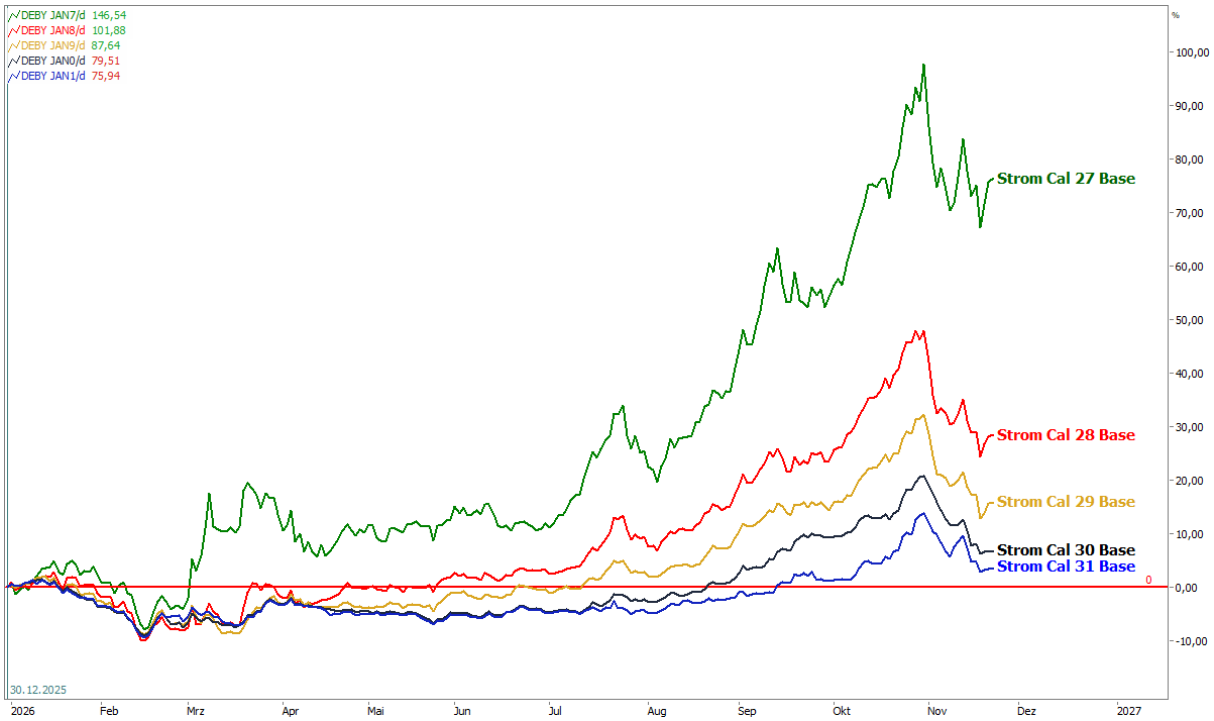
Beschaffungskosten

(in T€)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	8.688	5.370	2.640
enerchase - offene Position	0	3.403	5.890
enerchase - gesamt	8.688	8.774	8.530
Benchmark - gesamt	8.701	8.777	8.533
enerchase vs. BM - gesamt*	-13	-3	-4
enerchase - gehedged in Y-1	3.271		
enerchase - gehedged in Y-2	2.938	0	
enerchase - gehedged in Y-3	2.479	2.701	2.640

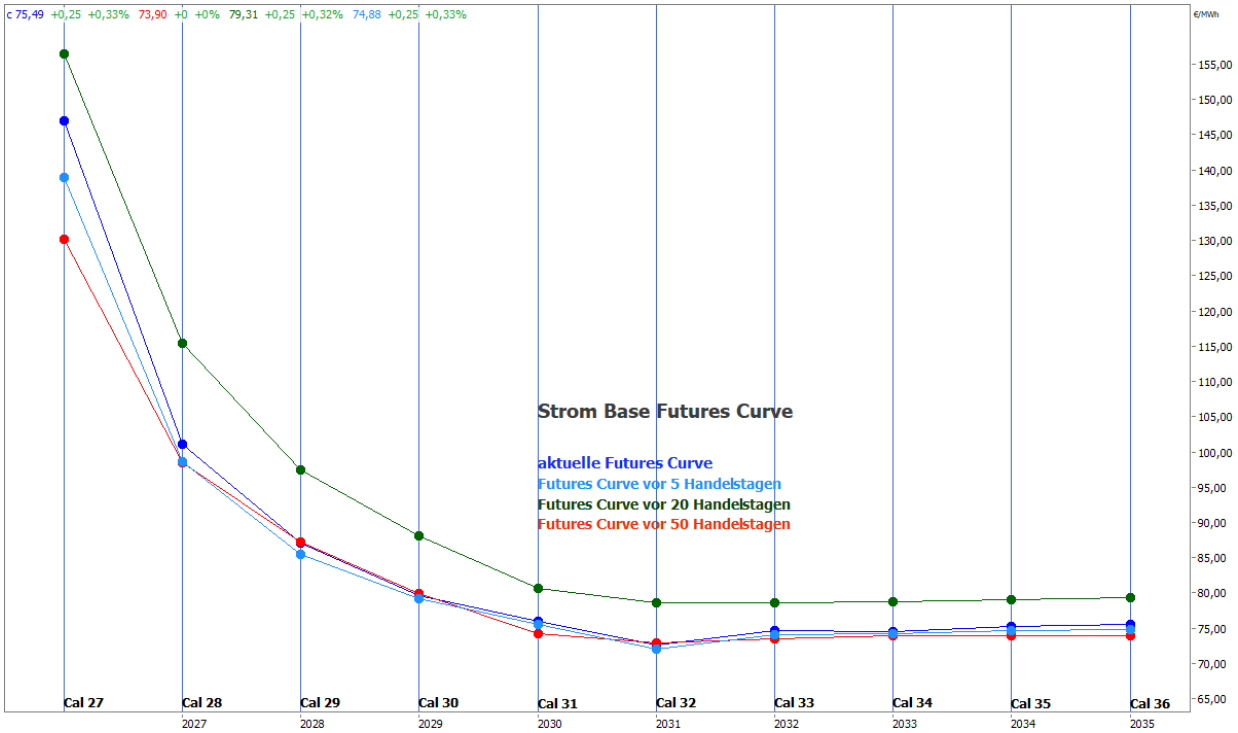
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

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

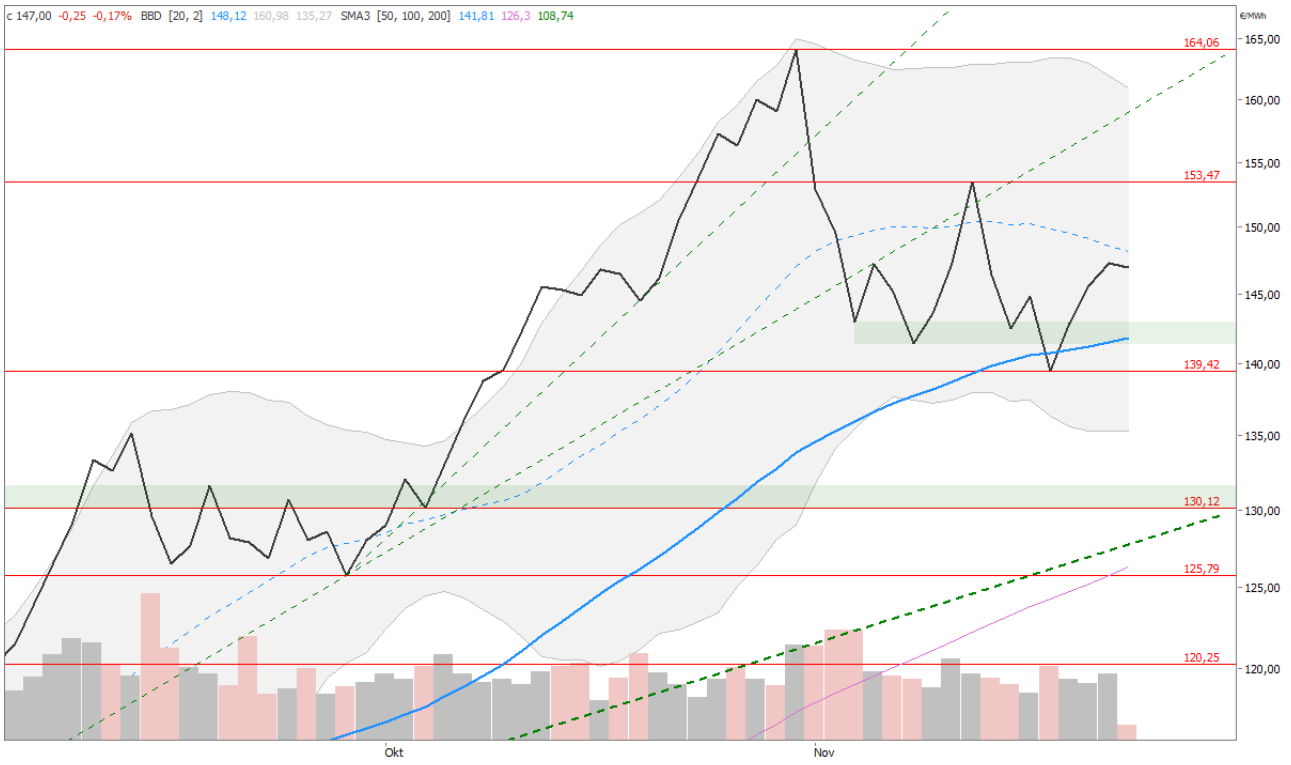


Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 27 Base (EEX)

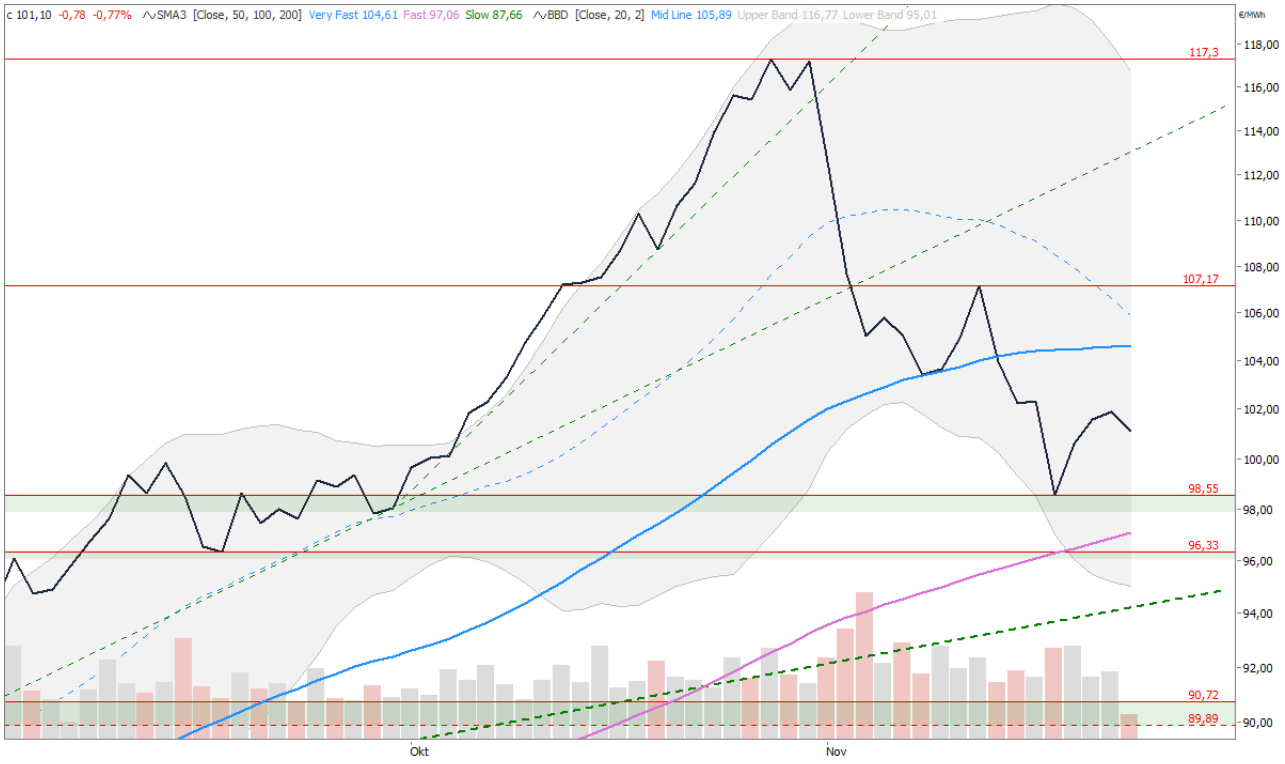


Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily) (EEX)

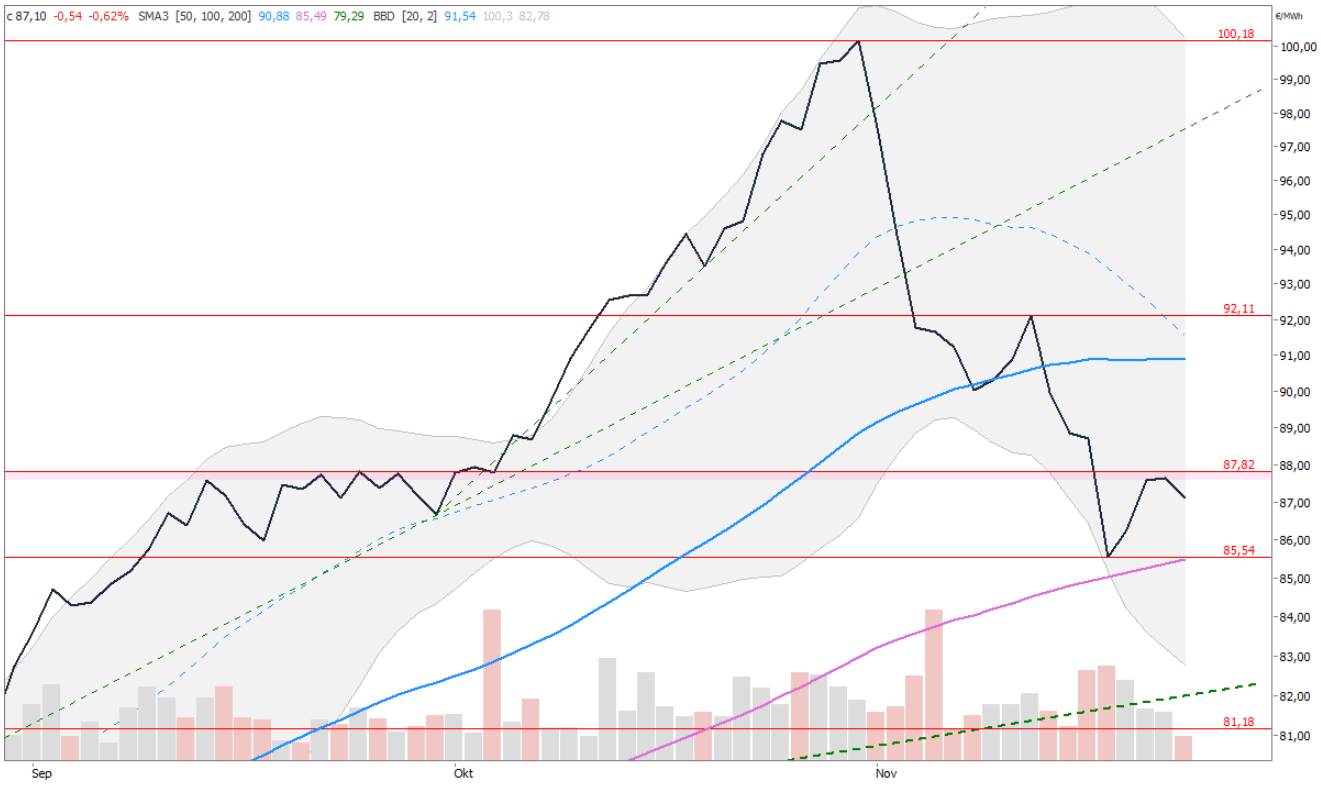


Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart) (EEX)

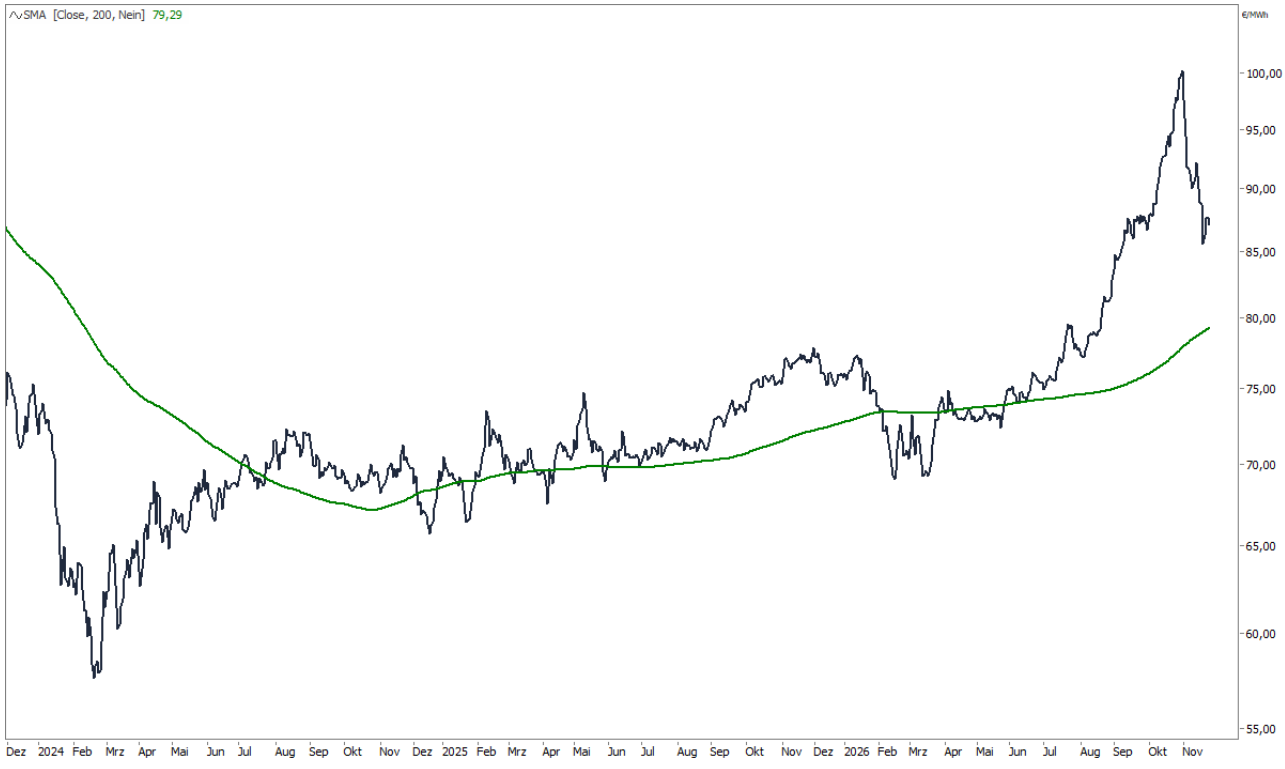


Anhänge

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	01.10.2026	129,97	2.778	27.972
02.11.2026	154,54	02.11.2026	154,54	2.778	0
19.11.2026	140,00	-	147,25	2.778	20.139

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	01.10.2026	99,62	2.778	14.250
02.11.2026	112,62	02.11.2026	112,62	2.778	0
19.11.2026	98,70	-	102,10	2.778	9.444

Anhänge

Deal History Lieferjahr 2029

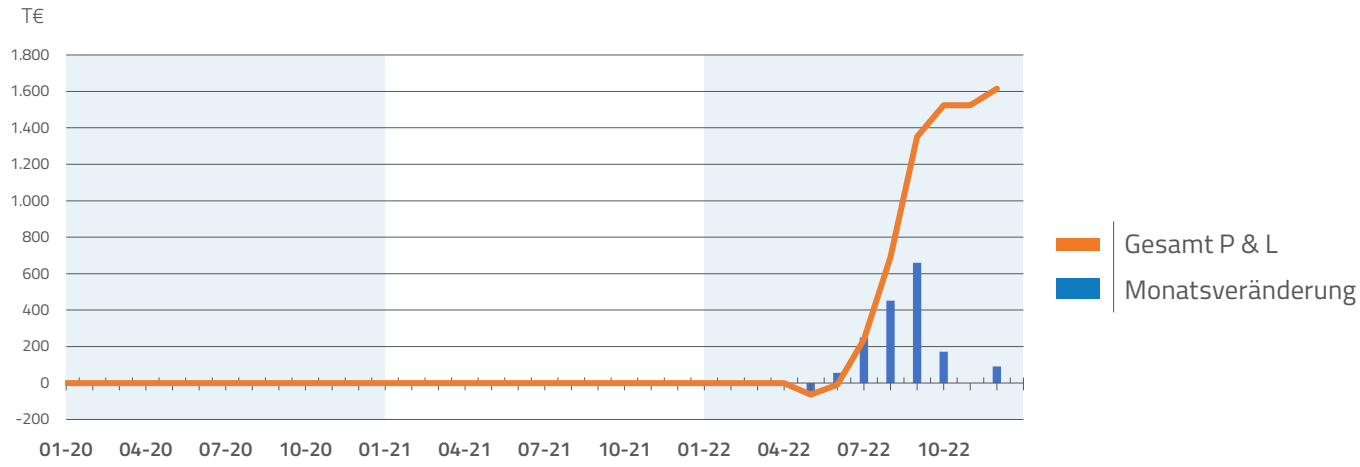
Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

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	01.10.2026	87,80	2.778	11.667
02.11.2026	97,55	02.11.2026	97,55	2.778	0
19.11.2026	85,65	-	88,35	2.778	7.500

Anhänge
P&L History

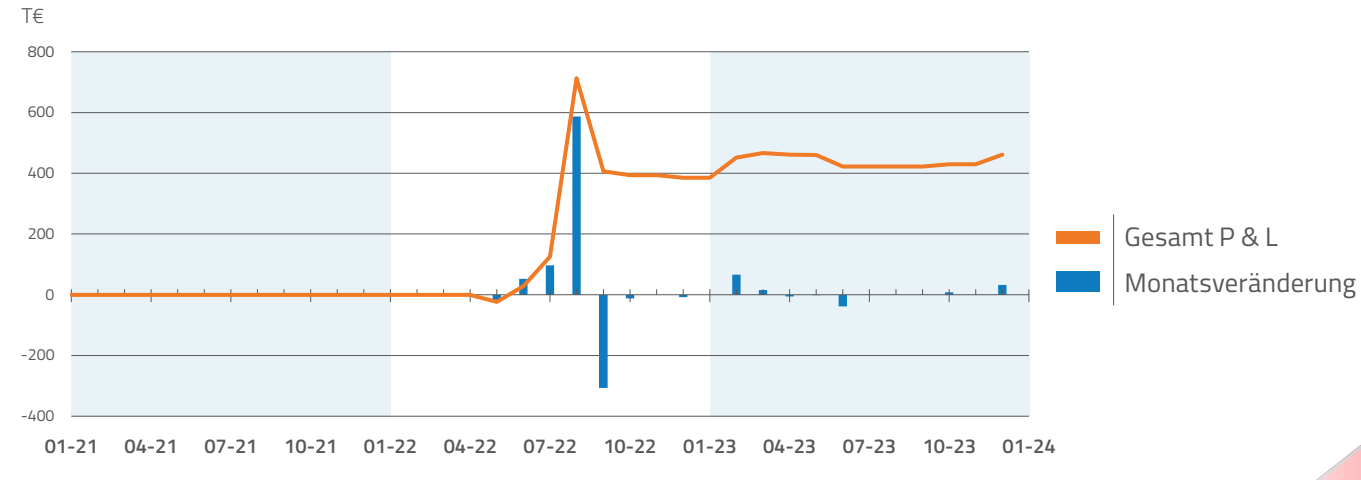
Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2023
T€

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€

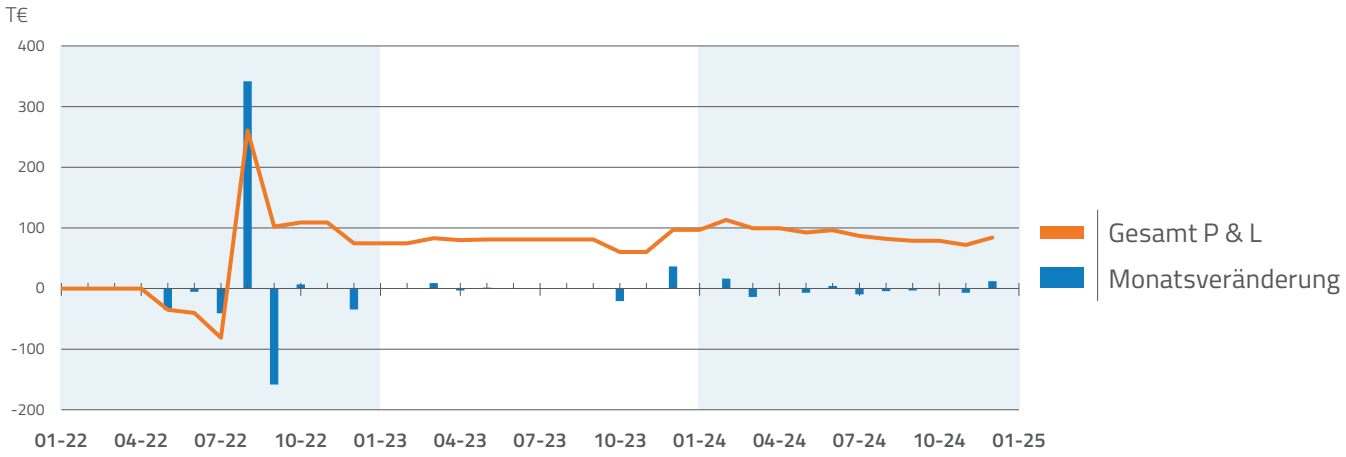
Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2024 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2023 in Summe 461.556 Euro. Dies war der höchste Wert der P&L. Der Minimalwert wurde im Mai 2022 mit einem Minus von 23.611 Euro erreicht. Der größte Monatsanstieg war im August 2022 mit einem Plus von 587.222 Euro.



Anhänge
P&L History

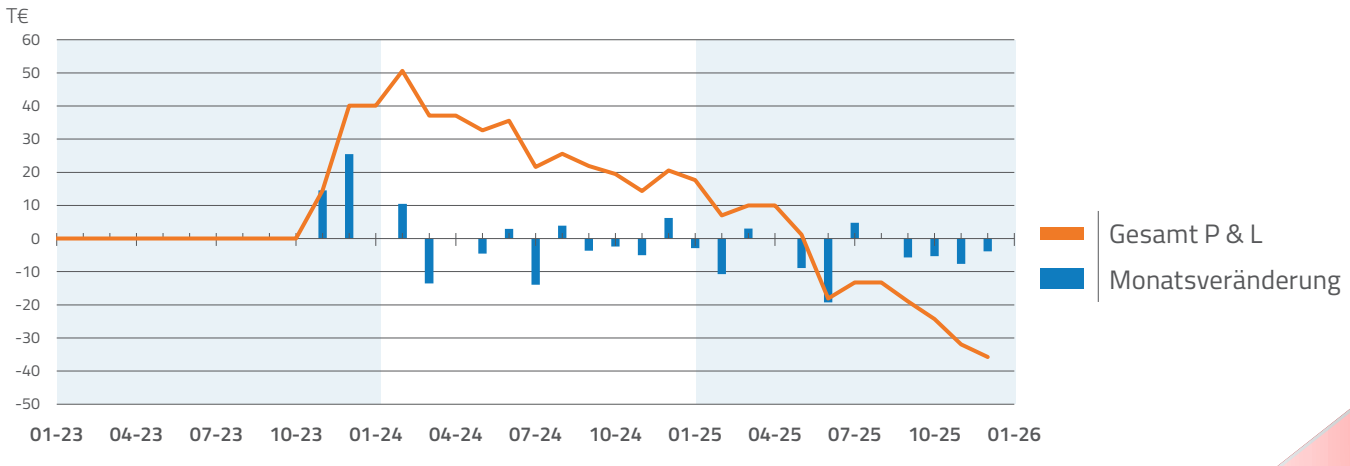
Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2025
T€

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 freigebenden 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-Triggers 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 Stoppmarken und Kursziele sind als Orientierungspunkte und Anlaufzonen zu verstehen und hängen maßgeblich vom eigenen Risiko- und Moneymanagement ab.

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

Keine Anlageberatung

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

Haftungsausschluss

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

Nutzungsbedingungen / Disclaimer

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

1. Haftungsbeschränkung EnerChase

Wir übernehmen keine Haftung für direkte wie auch für indirekte Schäden und Folgeschäden, welche im Zusammenhang mit der Verwendung der Informationen entstehen können mit Ausnahme für chäden, die auf einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung unsererseits oder einer vorsätzlichen oder grob fahrlässigen Pflichtverletzung einer unserer Erfüllungsgehilfen beruhen. Insbesondere besteht keine Haftung dafür, dass sich die in den Analysen enthaltenen Prognosen auch 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 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