

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Die Angriffe auf Schiffe in Nahost erreichten mit 26 Vorfällen im Oktober einen Rekord, die Lage ist also mehr als angespannt und droht weiter zu eskalieren. Auch die „Energie-Waffenruhe“ zwischen Russland und der Ukraine ist schnell gescheitert, und russisches Gas bleibt für Europa keine Option, denn die EU-Kommission wies einen US-Vorstoß zur Wiederaufnahme der Lieferungen zurück. Am Gasmarkt, der für die Strompreise derzeit maßgeblich ist, ist damit wenig Besserung in Sicht: Die asiatischen LNG-Spotpreise stiegen auf den höchsten Stand seit Dezember 2022, und die niedrigen Speicherstände halten die Winterrisiken für Europa hoch. Eher bearishe Impulse liefert die Konjunktur, denn Chinas Wachstum hängt fast allein am Export, und hinzu kommen wachsende Zweifel an KI-Werten. Charttechnisch setzen Strom Cal 27, Cal 28 und Cal 29 Base ihren Aufwärtstrend unbeeindruckt fort. Das Musterportfolio ist aktuell neutral zur Benchmark positioniert, hat aber für die November-Tranche Price-Floors aktiviert. Angesichts der Dynamik erwägen wir, zum Monatswechsel zusätzlich die Dezember-Tranche zu kaufen und damit die Beschaffung für das Lieferjahr 2027 zu beenden, behalten die Entwicklung aber eng im Blick.

Beschaffungstelegramm Cal 27: 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 2 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 01.09.2026 +++ letzter Fixierungspreis: 119,9 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 86,83 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 146,5 €/MWh (Schlusskurs 19.10.2026) +++ aktuelle Hedge-Quote 94 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

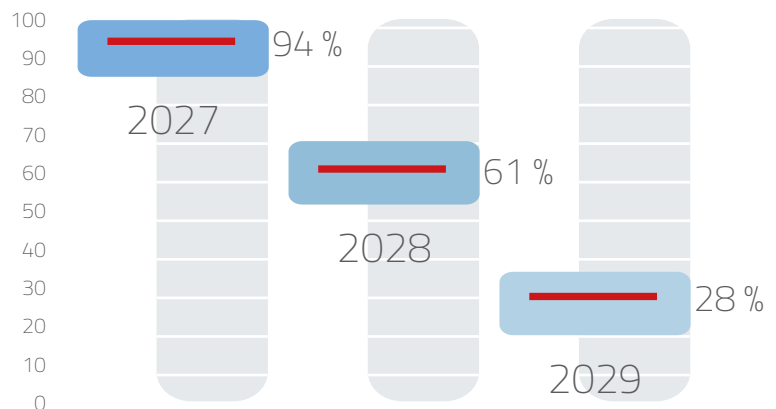
Inhalt

1. Markteinschätzung	02
2. Marktentwicklung	04
3. Aktuelles Beschaffungsportfolio	05
4. Taktische Allokation	06
5. Lieferjahr 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: Chinas Wirtschaft hat die Konsensprognosen im dritten Quartal mit einem BIP-Plus von 4,5 Prozent gegenüber dem Vorjahr und einer um 5,5 Prozent gestiegenen Industrieproduktion leicht übertroffen, das Wachstum hängt aber fast allein an der Warenausfuhr. Der Handelsüberschuss erreichte im September mit 133,5 Mrd. US-Dollar einen Rekord, während die Sachanlageinvestitionen in städtischen Gebieten in den ersten neun Monaten um 7,2 Prozent und die Immobilieninvestitionen sogar um 20,6 Prozent einbrachen. Von China geht damit kein Rückenwind für die Rohstoffpreise aus, auch nicht bei der Kohle: Die Förderung stieg im September gegenüber August um 6,4 Prozent, weil Peking vor dem Winter auf die Wiederinbetriebnahme stillstehender Minen drängt, während die überwiegend kohlebasierte thermische Stromerzeugung um 1,4 Prozent unter dem Vorjahr lag. In den USA stieg die Rendite zehnjähriger Staatsanleihen nach den über den Erwartungen liegenden Verbraucher- und Erzeugerpreisen zeitweise auf 5,33 Prozent, fiel danach unter 5,10 Prozent und liegt aktuell bei rund 5,13 Prozent. Für die Fed-Sitzung am 27. und 28. Oktober rechnet der Markt dennoch mit unveränderten Leitzinsen, eine Erhöhung im Dezember ist mit 94 Prozent Wahrscheinlichkeit dagegen nahezu eingepreist. Der Rückgang der Renditen trotz der Preisdaten ging einher mit einer Flucht in sichere Häfen, als der Druck auf KI-Aktien spürbar zunahm: CoreWeave verlor in der KW 42 rund 25 Prozent, und das südkoreanische KI-Unternehmen Elice brach am

Dienstag beim Börsendebüt um 30 Prozent ein. In Europa sank die Rendite der Bundesanleihen auf rund 3,4 Prozent, während französische Staatsanleihen wegen landesweiter Proteste und Zweifeln am Haushalt 2027 mit rund 4,95 Prozent nahe dem höchsten Stand seit 24 Jahren rentieren und der Aufschlag gegenüber Bundesanleihen auf über 150 Basispunkte stieg. Die Konjunktur liefert damit in Summe eher bearishe Impulse, denn hinter den sinkenden Renditen steht keine Entspannung, sondern die wachsende Sorge um die Unternehmensgewinne, deren Belastbarkeit die laufende US-Berichtssaison zeigen dürfte.

Fundamental: Die Angriffe auf Schiffe in Nahost nahmen zuletzt wieder deutlich zu: Die britische Marinebehörde UKMTO zählte im Oktober bereits 26 Vorfälle und damit mehr als im ersten Kriegsmonat März, zuletzt wurden ein Tanker vor Saudi-Arabien und ein LNG-Tanker im Golf von Aden von Schnellbooten aus beschossen. Eine Entspannung ist nicht in Sicht: Zum Ende der KW 42 erklärte die iranische Armee die Straße von Hormus für weitgehend gesperrt, was die USA mit Verweis auf militärisch gesicherte Passagen zurückwies, und die im September noch höheren Ölausfuhren aus dem Golf gingen zuletzt wieder zurück. Auch an anderer Stelle scheint ein Ende der Kriegshandlungen wenig aussichtsreich, denn die von US-Präsident Donald Trump ausgerufenen „Energie-Waffenruhe“ zwischen Russland und der Ukraine scheiterte schnell, da Russland seine Angriffe nicht einstellte und die Ukraine daraufhin ihre Angriffe auf russische Raffinerien

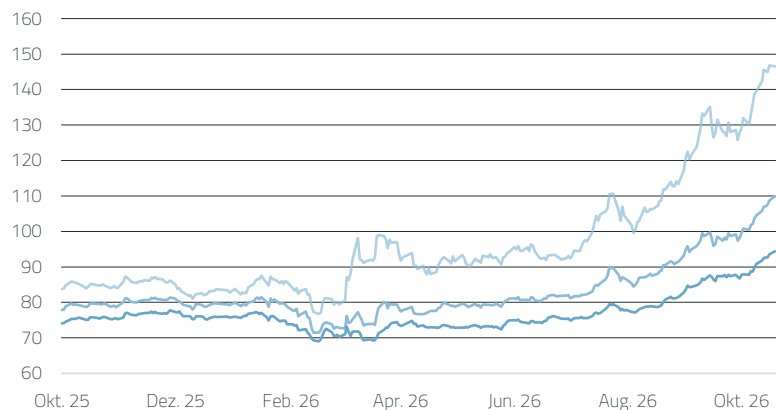
wieder aufnahm. Für Aufsehen sorgte dagegen, dass Washington die geplanten Strafzölle gegen Abnehmer russischer Energie ausgesetzt hat und erwägt, die Sanktionen gegen die „Schattenflotte“ zu lockern. Am Gasmarkt bleibt die Lage sehr angespannt, die asiatischen LNG-Spotpreise erreichten den höchsten Stand seit Dezember 2022. Für Europa sind die Winterrisiken angesichts der niedrigen Gas-speicherstände hoch, und dass der Rückstand zum Vorjahr insbesondere in Deutschland zuletzt schrumpfte, lag vor allem an der im Vorjahr bereits einsetzenden Ausspeicherung, zudem dürfte die zusätzliche Einspeicherung durch die SEFE eine Rolle spielen. Einen US-Vorstoß, russische Gaslieferungen als Teil eines Friedensabkommens wiederaufzunehmen, wies die EU-Kommission zurück („Wir halten an unserer Position fest“), der Ausstieg aus russischem LNG ab Januar 2027 und aus Pipelinegas ab Herbst 2027 gilt damit unverändert. Kurzfristig stützen kühle Temperaturen die Gasnachfrage, ab Donnerstag wird jedoch eine Windeinspeisung von bis zu knapp 40 GW erwartet, mehr als doppelt so viel wie im Klimamittel, und die norwegischen Exporte liegen über dem Vorjahr. Am Strommarkt ist die Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke allerdings niedrig, und die umweltbedingten Erzeugungsausfälle könnten 2026 mehr als doppelt so hoch ausfallen wie im bisherigen Rekordjahr 2003. Am CO₂-Markt dominiert derweil die Reformdebatte, und da eine gemeinsame Position der Mitgliedstaaten erst am 11. Dezember stehen soll, dürften die EUAs volatil bleiben.

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)

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Seit den Ausbrüchen Anfang Oktober setzt sich die Aufwärtsbewegung in allen drei Kontrakten fort. Die wochenlange Seitwärtsphase unterhalb der September-Hochs ist damit nach oben aufgelöst, und der Markt hat wieder in den Rally-Modus geschaltet.

Das **Strom Cal 27 Base** war während der kurzen Konsolidierung unter die steile Aufwärtstrendgerade gerutscht und hatte diese zwischenzeitlich zurückerobert, fällt im heutigen Handel mit rund 145,4 Euro/MWh aber wieder knapp darunter. Ein Schlusskurs unterhalb der Linie würde die kurzfristige Dynamik bremsen, der übergeordnete Aufwärtstrend seit Februar 2024 bliebe davon aber unberührt. Auch das Golden Cross seit Juni 2025 besteht weiter, denn die 50-Tage-Linie notiert bei 126,21 Euro/MWh klar oberhalb der 200-Tage-Linie bei 100,71 Euro/MWh. Bei einer möglichen Korrektur findet sich eine wichtige Haltezone am mittleren Bollinger Band bei aktuell 136,16 Euro/MWh im Zusammenspiel mit dem September-Hoch bei 135,17 Euro/MWh, darunter wartet bei rund 126 Euro/MWh eine weitere massive Haltezone, bestehend aus dem Verlaufstief im Tageslinienchart bei 125,79 Euro/MWh und der 50-Tage-Linie.

Das **Strom Cal 28 Base** hat die steilere Aufwärtstrendgerade inzwischen wieder überwunden und deutlich Abstand zu ihr gewonnen. Am Montag schloss der Kontrakt erstmals über der runden Marke von 110 Euro/MWh, im heutigen Handel fällt er mit rund 109,8 Euro/MWh aber

knapp darunter zurück. Ein erneuter Schlusskurs über 110 Euro/MWh würde den Weg für weitere Kursanstiege ebnen, zumal der seit Mitte Februar bestehende Aufwärtstrend intakt ist. Auch das Golden Cross seit Mai besteht weiter, denn die 50-Tage-Linie notiert bei 97,43 Euro/MWh klar oberhalb der 200-Tage-Linie bei 84,10 Euro/MWh. Bei einer möglichen Korrektur bildet die steilere Aufwärtstrendgerade eine erste Unterstützung, eine wichtige Haltezone liegt zudem im Bereich der psychologischen und charttechnischen 100-Euro-Marke.

Beim **Strom Cal 29 Base** hielt die steile Aufwärtstrendgerade im Oktober zunächst als Widerstand, Mitte Oktober pendelte der Kontrakt einige Tage knapp darunter seitwärts. Mit dem Schlusskurs vom Montag hat er die Trendgerade aber wieder überwunden und notiert im heutigen Handel mit rund 94,4 Euro/MWh knapp unter der runden Marke von 95 Euro/MWh. Ein Schlusskurs über 95 Euro/MWh würde weiteres Aufwärtspotenzial eröffnen, der übergeordnete Aufwärtstrend ist ohnehin intakt. Das Golden Cross seit Juli hat ebenfalls Bestand, die 50-Tage-Linie notiert bei 85,93 Euro/MWh klar oberhalb der 200-Tage-Linie bei 77,06 Euro/MWh. Bei einer möglichen Korrektur bilden die steile Aufwärtstrendgerade und die Seitwärtszone bei 92,69 Euro/MWh eine erste Unterstützung, eine weitere wichtige Haltezone liegt bei rund 88 Euro/MWh.

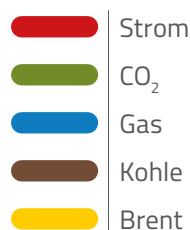
Fazit (Charttechnik): Alle drei Kontrakte setzen den übergeordneten Aufwärtstrend fort, Cal 28 und Cal 29 Base notieren über ihren steilen

Aufwärtstrendgeraden, während Cal 27 Base im heutigen Handel wieder knapp unter seine Linie zurückfällt. Nächste Ziele sind die runden Marken bei 150, 110 und 95 Euro/MWh, wobei Cal 28 Base die 110 am Montag bereits per Schlusskurs überwunden hatte.

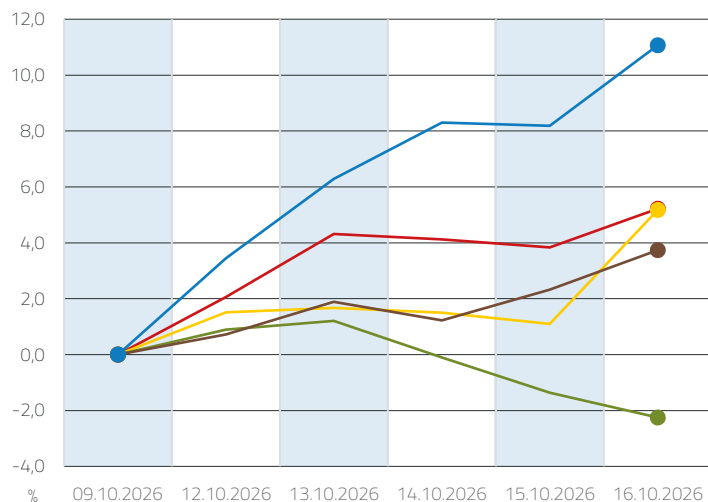
Portfolioausrichtung: Das Musterportfolio ist aktuell neutral zur Benchmark positioniert, für die November-Tranche sind aber bei allen drei Kontrakten Price-Floors aktiviert, bei Cal 27 Base bei 136 Euro/MWh, bei Cal 28 Base bei 100,5 Euro/MWh und bei Cal 29 Base bei 88 Euro/MWh. Wird ein Price-Floor bis Monatsende erreicht, kaufen wir die November-Tranche vorzeitig und wären damit long zur Benchmark, andernfalls kaufen wir sie gemeinsam mit der Benchmark am 2. November. Fundamental sprechen die Rekordzahl an Angriffen auf Schiffe in Nahost, die festgefahrenen Kriegsschauplätze und die niedrigen Gasspeicherstände für weiter steigende Preise, entlastend wirken dagegen die hohe Windeinspeisung ab Donnerstag, die robusten norwegischen Exporte und die Konjunktur, die eher bearishe Impulse liefert. Charttechnisch setzen alle drei Kontrakte ihren Aufwärtstrend fort. Angesichts dieser Dynamik erwägen wir, zum Monatswechsel bei allen drei Kontrakten zusätzlich zur November-Tranche bereits die Dezember-Tranche zu kaufen, womit die Beschaffung für das Lieferjahr 2027 beendet wäre. Gegen den vorgezogenen Kauf würden eine erkennbare Entspannung in der Straße von Hormus oder milde Winterprognosen sprechen, die Lage bleibt dynamisch und wird eng beobachtet.

Markt- entwicklung

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



Energiemarktentwicklung
KW 43



Markt- rückblick

Die Kalenderwoche 42 begann, wie die vorherige aufgehört hatte: mit Raketen auf Saudi-Arabien, einem gesperrten Flughafen in Riad und kalten Wetterprognosen für den Oktober. Strom und Gas folgten dem Szenario nach oben, am Dienstag stand der Strom Frontmonat Base mit 199,65 Euro/MWh im Tageshoch knapp unter der 200-Euro-Marke. Dann verlor die Rally kurzzeitig an Schwung, und das ausgerechnet, als die Lage in Nahost nicht ruhiger, sondern rauer wurde. Mildere Prognosen für den restlichen Oktober und ein Abverkauf an den Aktienmärkten in den USA und Asien gingen einher mit leicht nachgebenden oder stagnierenden Preisen. Neue Meldungen aus Hormus lösten offenbar nicht mehr dieselben Preissprünge aus wie zu Monatsbeginn. Eine anhaltende Entspannung war das aber nicht. Bereits am Freitag ging es nach der Pause bei Gas, Strom und Öl wieder aufwärts, und auf Wochensicht stehen alle Energieträger außer CO₂ im Plus.

Die britische Marinebehörde UKMTO zählt mit Beginn der aktuellen Woche 26 Zwischenfälle, also Angriffe auf Schiffe, im Nahen Osten. Das sind schon mehr als im gesamten September (17) und auch mehr als im März, als der Krieg begann. Da waren es 24 Meldungen. Die Ölausfuhr aus dem Golf brach trotz der Angriffe nicht ein, ging aber zurück: Laut Kpler verließen in der KW 41 rund 8,3 Mio. Fass Rohöl pro Tag den Persischen Golf, nach gut 10 Mio. Fass jeweils in den beiden Wochen davor. Da viele Tanker die Passage nachts ohne Transponder durchfahren, dürfte diese Zahl nachträglich sogar noch steigen. Die Huthi-Miliz griff derweil weiter Ziele in Saudi-Arabien an, dabei traf es auch das Hauptquartier des Staatskonzerns Aramco, ohne Verletzte. Energieminister Abdulaziz bin Salman will die Exporte über das Rote Meer deutlich ausbauen und dafür kurzfristig eine Gaspipeline für den Rohöltransport umrüsten. Zum Wochenschluss meldete

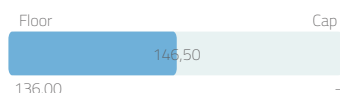
die iranische Armee einen brennenden Tanker im Golf von Oman und erklärte die Meerenge für weitgehend gesperrt, die USA widersprachen mit Verweis auf militärisch gesicherte Passagen.

Zugleich rückte der Krieg in der Ukraine wieder in den Fokus. Die von US-Präsident Donald Trump ausgerufene „Energie-Waffenruhe“ hielt nicht, Russland griff laut Medienberichten in der Nacht zum Mittwoch erneut Energieanlagen in Kiew an. Präsident Wolodymyr Selenskyj kündigte daraufhin an, die Angriffe auf russische Raffinerien wieder aufzunehmen, was am Wochenende in St. Petersburg geschah. Als preisdämpfend galt dagegen die Überlegung der US-Regierung, Sanktionen gegen die sogenannte russische „Schattenflotte“ zu lockern. Die IEA beschleunigt zudem die Freigabe der verbleibenden rund 100 Mio. Fass aus dem im März beschlossenen Notfallprogramm, darunter über 20 Mio. Fass Diesel.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

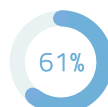
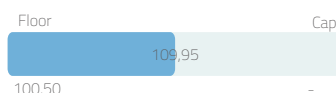
2027



Lieferjahr 2027

34 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 2.11. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 19.12. | Hedge-Quote: 94 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 86,83 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 86,77 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 136 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

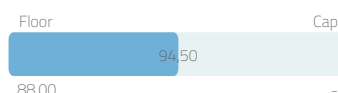
2028



Lieferjahr 2028

22 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 2.11. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.1. | Hedge-Quote: 61 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 90,59 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 90,53 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 100,5 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2029



Lieferjahr 2029

10 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 2.11. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 28.2. | Hedge-Quote: 28 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 89,56 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 89,52 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 88 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortrag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2027	19.12.2026	119,90 €/MWh	146,50 €/MWh	136,00 €/MWh	-	aktiviert
2028	31.01.2027	94,49 €/MWh	109,95 €/MWh	100,50 €/MWh	-	aktiviert
2029	28.02.2027	83,60 €/MWh	94,50 €/MWh	88,00 €/MWh	-	aktiviert

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 %	86,83 €/MWh	86,77 €/MWh	2	1	- 6.750 €
2028	22 von 36	61 GWh	61 %	90,59 €/MWh	90,53 €/MWh	2	1	- 6.222 €
2029	10 von 36	28 GWh	28 %	89,56 €/MWh	89,52 €/MWh	2	1	- 3.972 €

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

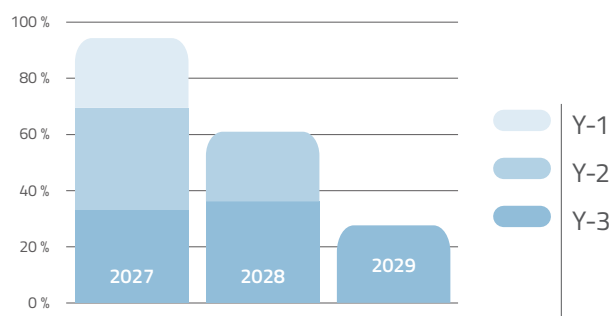
EnerChase vs. Benchmark

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.

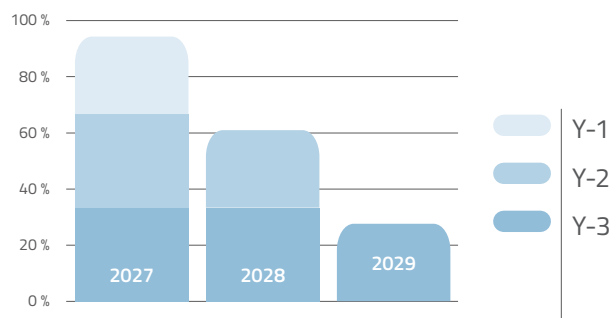
Taktische Allokation

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	94 %	28 %	33 %	33 %
2028	61 %		28 %	33 %
2029	28 %			28 %



Aktive Allokation

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

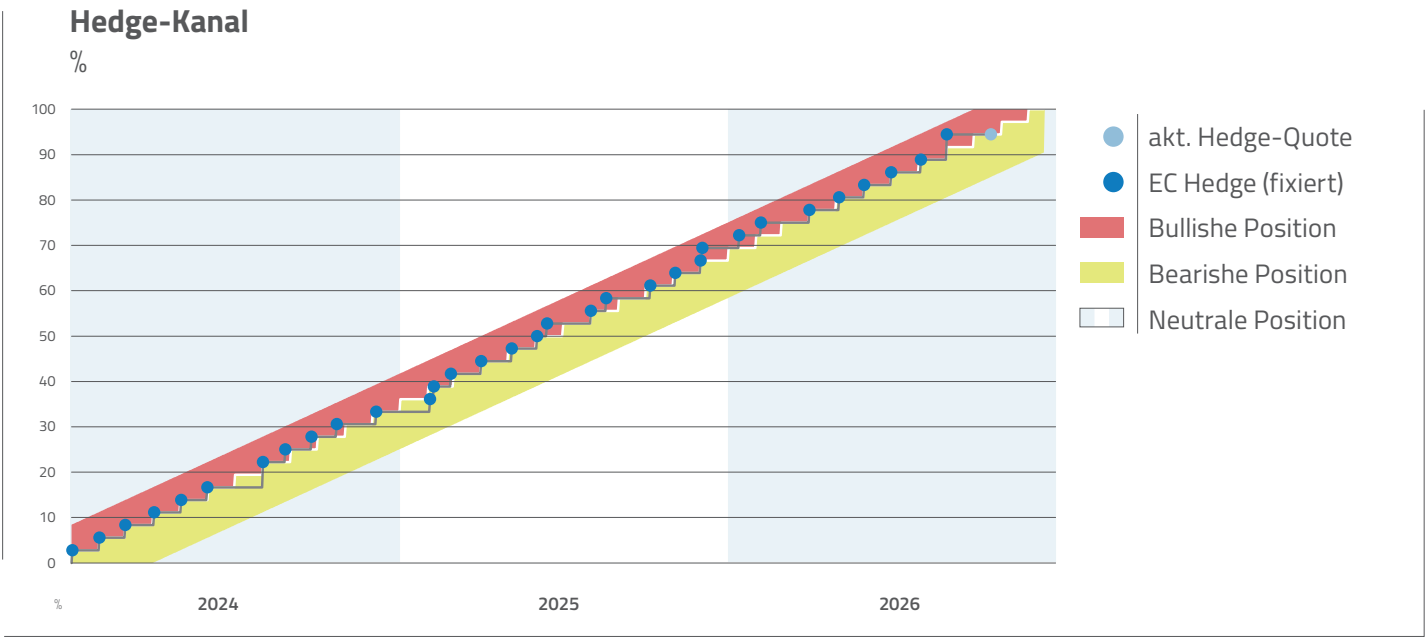
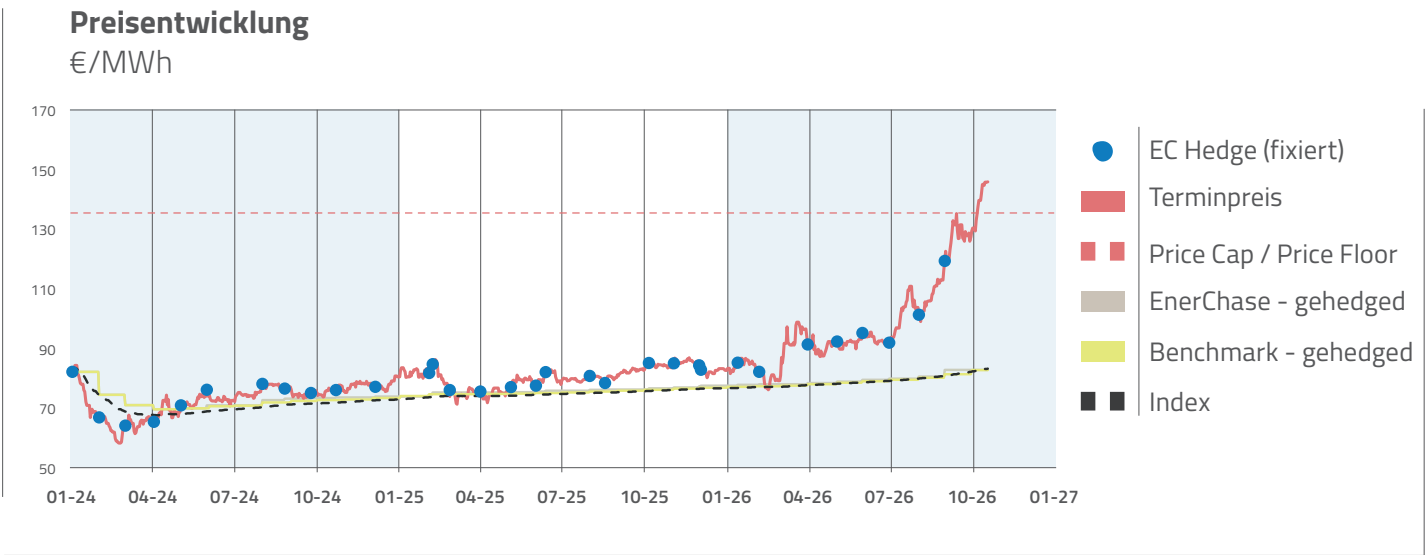


Strom

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 %	86,83 €/MWh	86,77 €/MWh	2	1	- 6.750 €

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

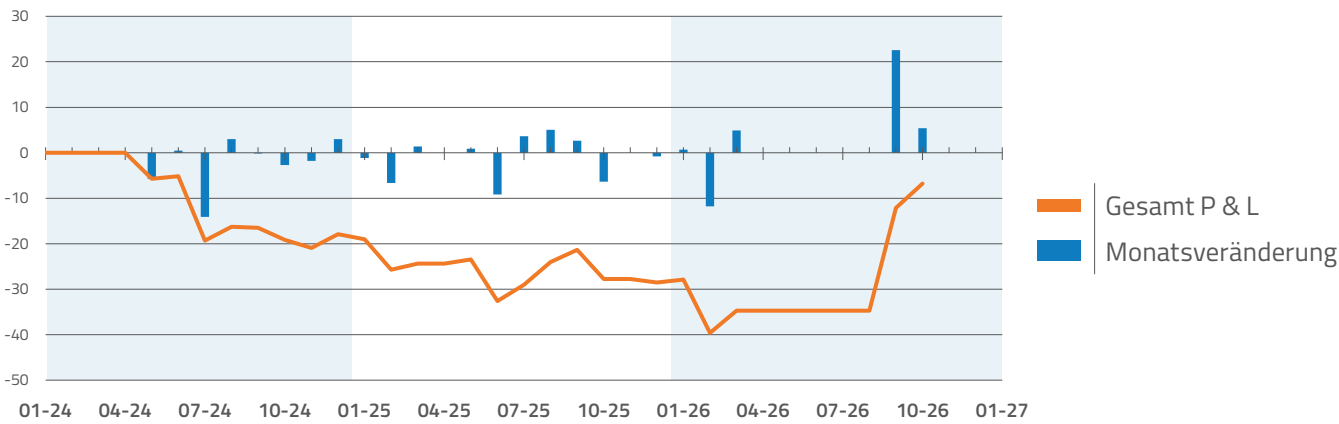
2027

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.

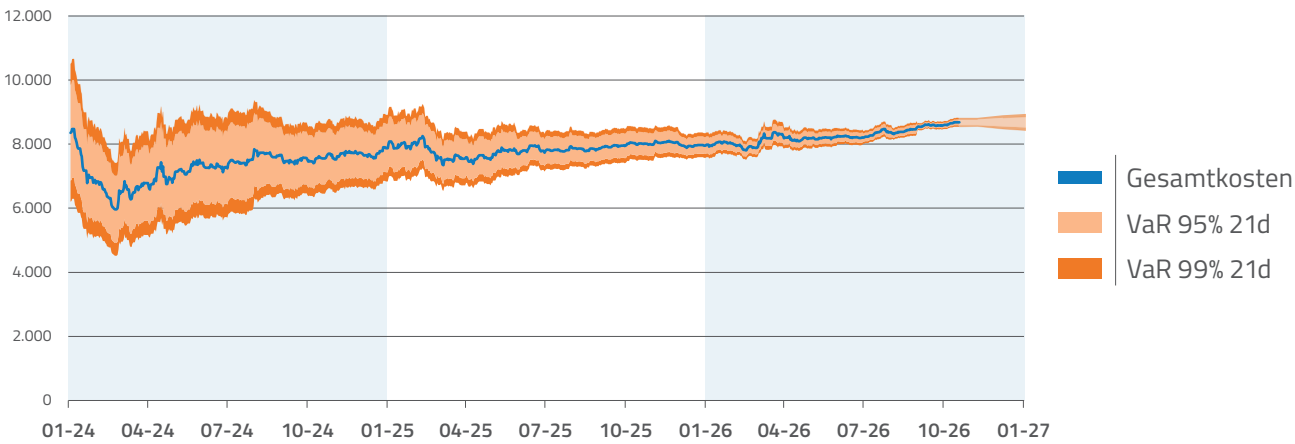
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



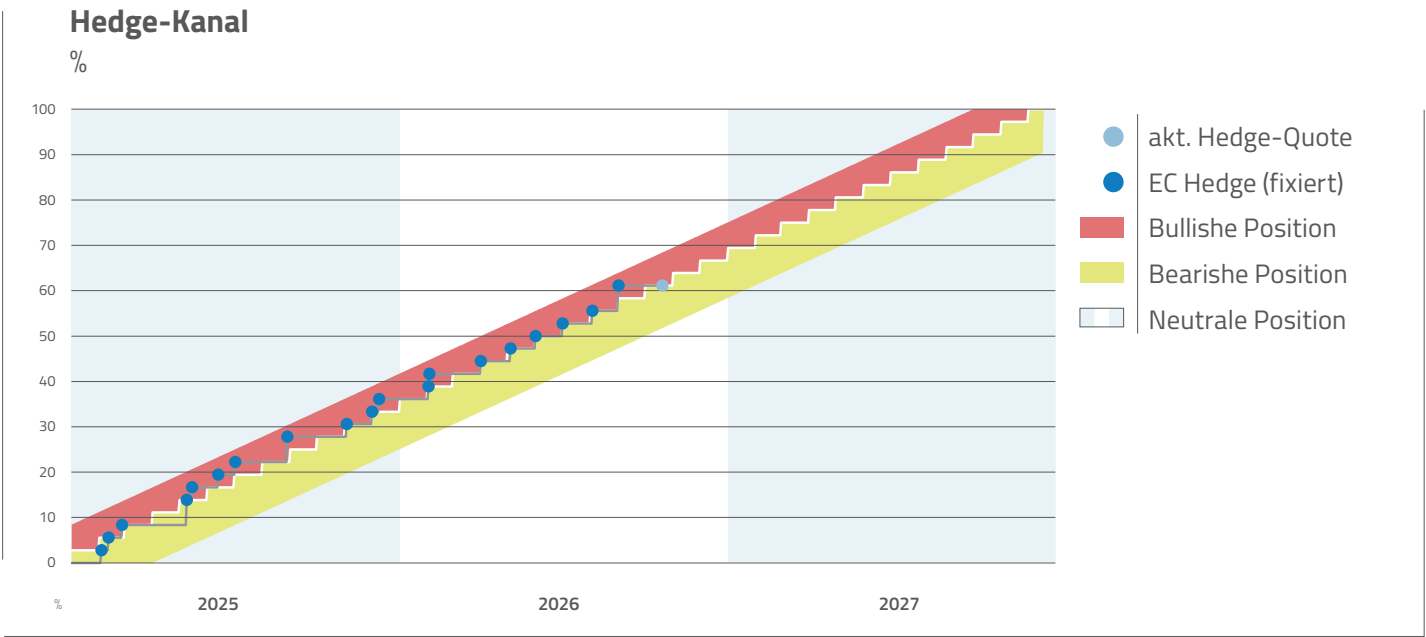
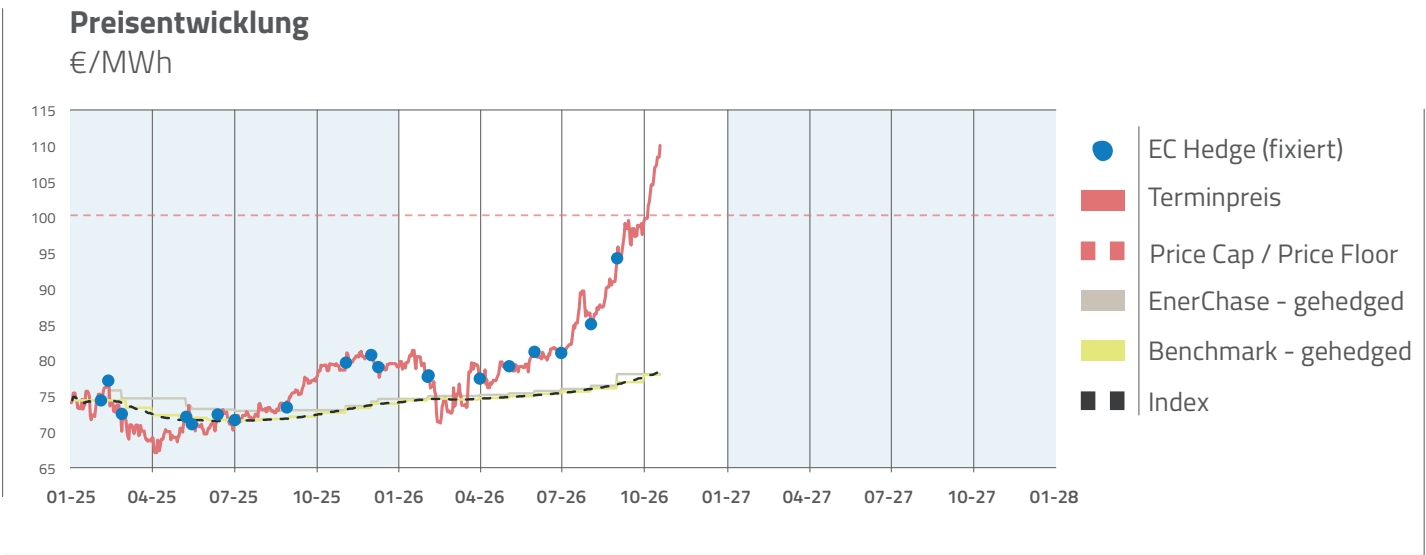
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	8.683 T€	- 6.750 €	8.596 - 8.772 T€ (95%) 8.547 - 8.821 T€ (99%)	8.548 - 8.820 T€ (95%) 8.472 - 8.896 T€ (99%)	8.491 - 8.877 T€ (95%) 8.384 - 8.984 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			130,61 - 162,39 €/MWh (95%) 121,80 - 171,20 €/MWh (99%)	121,99 - 171,01 €/MWh (95%) 108,39 - 184,61 €/MWh (99%)	111,83 - 181,17 €/MWh (95%) 92,60 - 200,40 €/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 %	90,59 €/MWh	90,53 €/MWh	2	1	- 6.222 €

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](#)

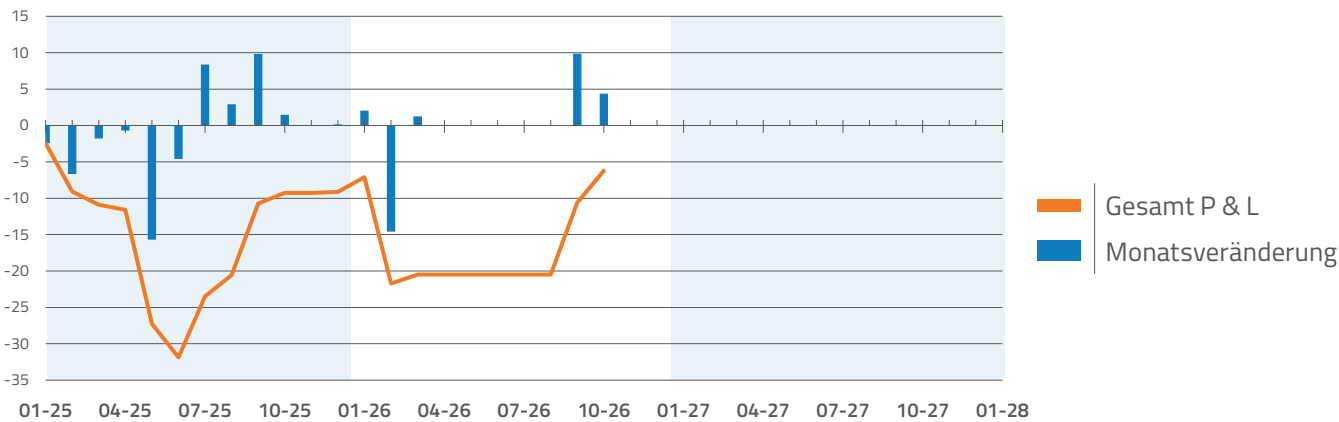
Profit and Loss | Value-at-Risk

2028

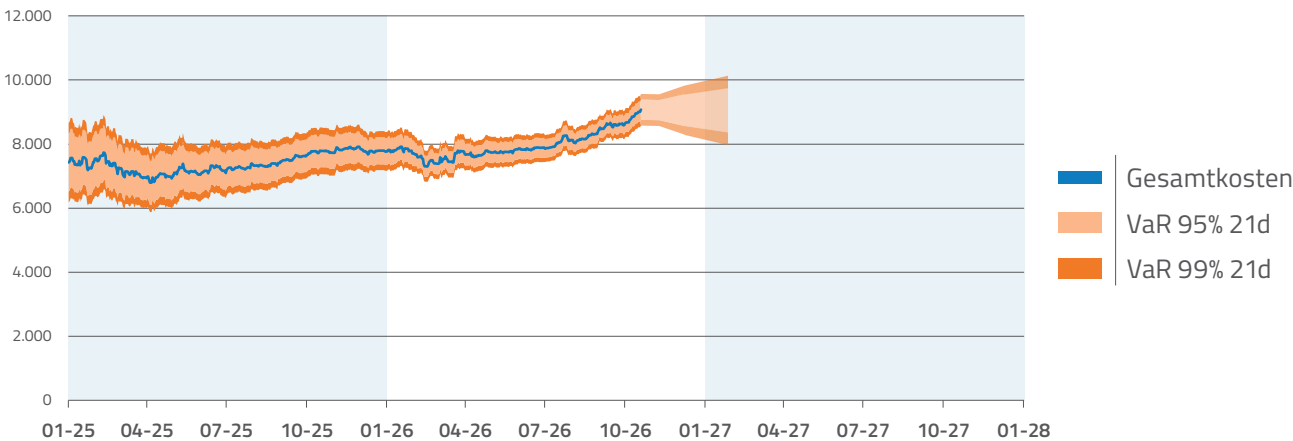
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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€



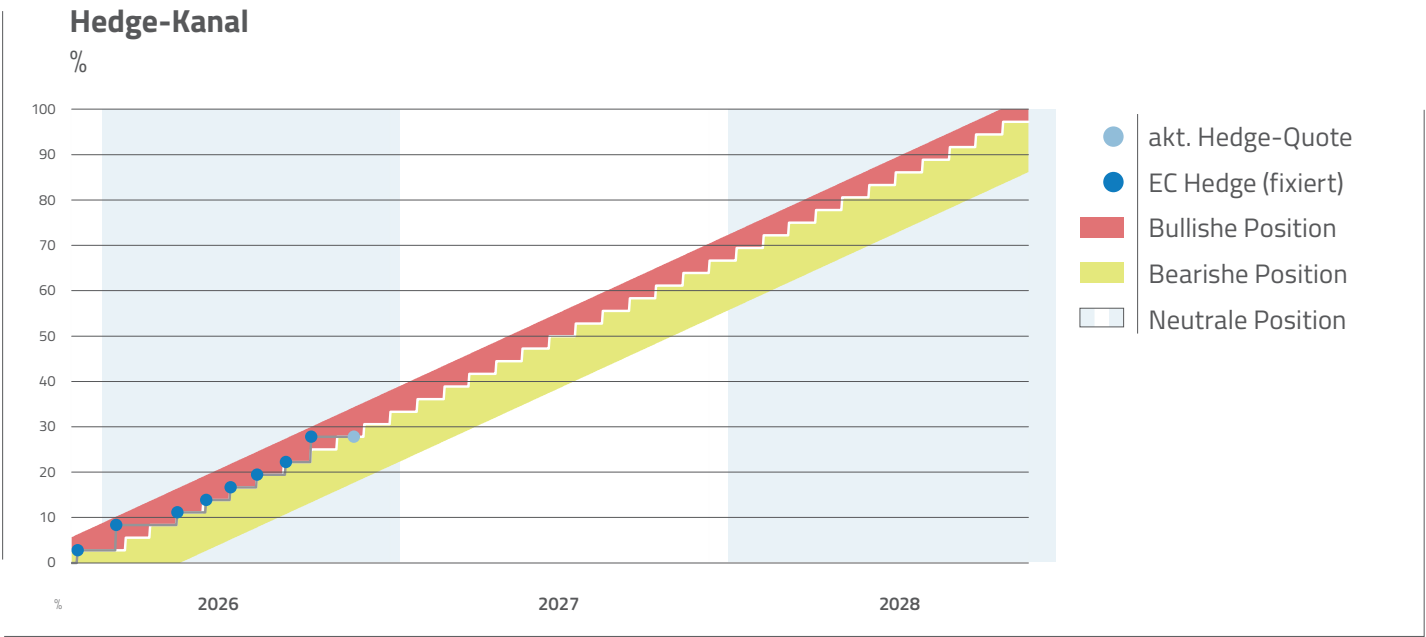
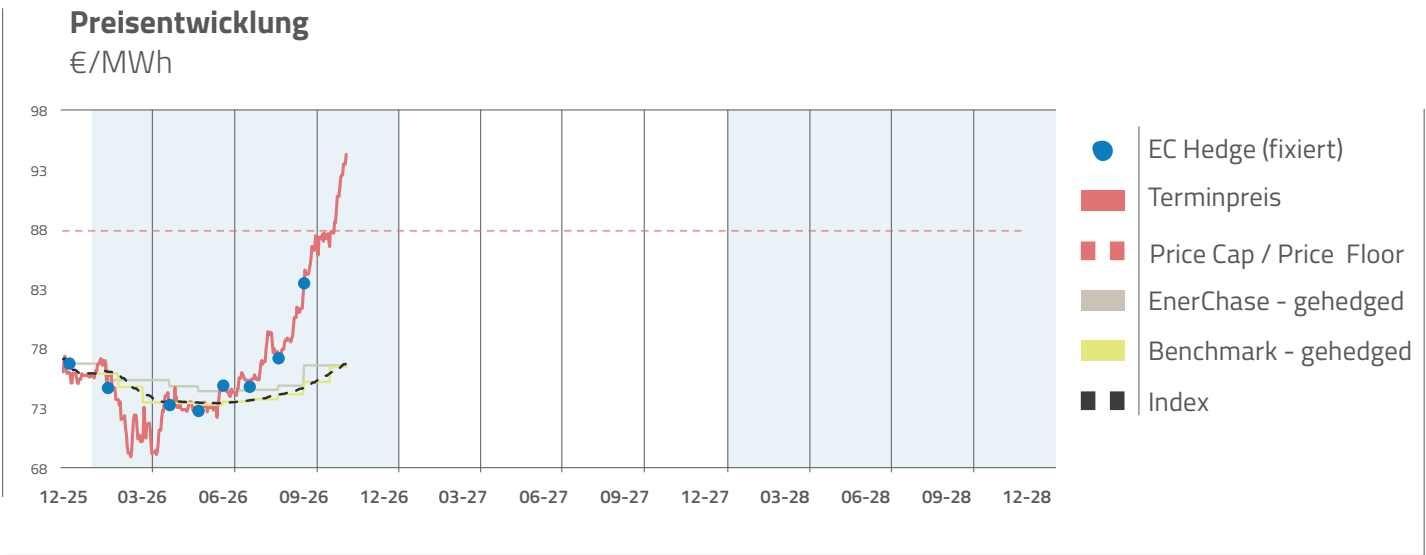
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	9.072 T€	- 6.222 €	8.740 - 9.378 T€ (95%) 8.565 - 9.554 T€ (99%)	8.567 - 9.552 T€ (95%) 8.296 - 9.822 T€ (99%)	8.363 - 9.756 T€ (95%) 7.980 - 10.138 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			101,74 - 118,16 €/MWh (95%) 97,24 - 122,66 €/MWh (99%)	97,29 - 122,61 €/MWh (95%) 90,33 - 129,57 €/MWh (99%)	92,04 - 127,86 €/MWh (95%) 82,21 - 137,69 €/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 %	89,56 €/MWh	89,52 €/MWh	2	1	- 3.972 €

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](#)

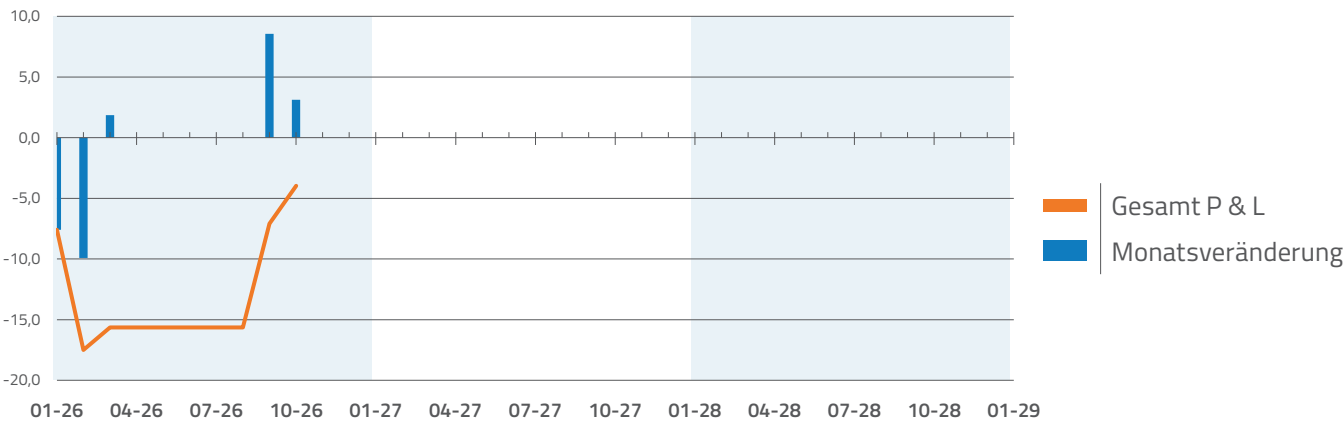
Profit and Loss | Value-at-Risk

2029

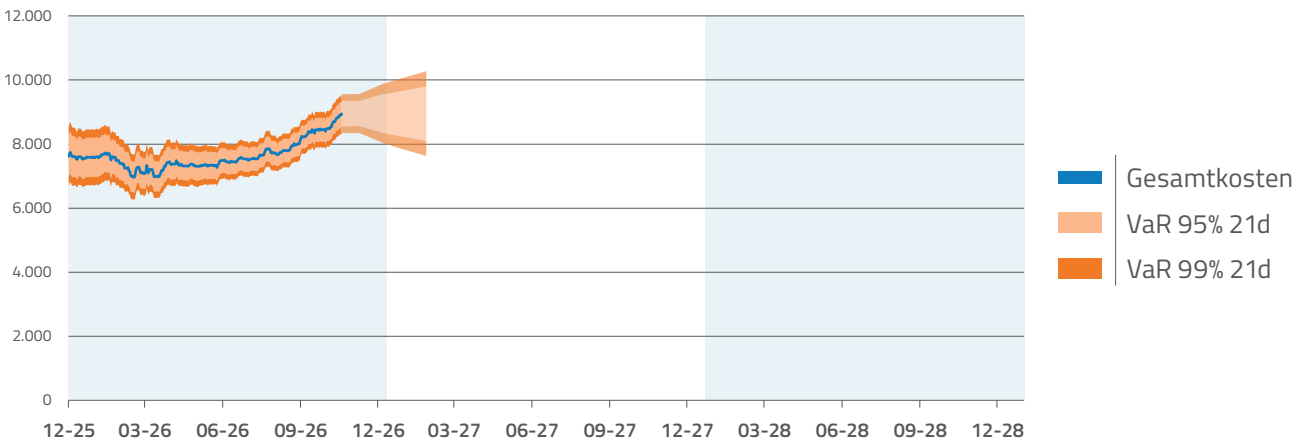
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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	8.950 T€	- 3.972 €	8.562 - 9.350 T€ (95%) 8.350 - 9.562 T€ (99%)	8.348 - 9.564 T€ (95%) 8.021 - 9.891 T€ (99%)	8.096 - 9.816 T€ (95%) 7.633 - 10.278 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			89,04 - 99,96 €/MWh (95%) 86,11 - 102,89 €/MWh (99%)	86,08 - 102,92 €/MWh (95%) 81,55 - 107,45 €/MWh (99%)	82,60 - 106,40 €/MWh (95%) 76,19 - 112,81 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 86,83 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 94 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 146,50 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.683 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 90,59 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 61 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 109,95 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 9.059 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2029 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 89,56 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 28 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 94,50 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.956 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	83,32	78,27	76,71
enerchase - offene Position	146,50	109,95	94,50
enerchase - gesamt	86,83	90,59	89,56
Benchmark - gesamt	86,77	90,53	89,52
enerchase vs. BM - gesamt*	0,07	0,06	0,04
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	5,56	38,89	72,22
enerchase vs. BM - offene Position*	0,00	0,00	0,00
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

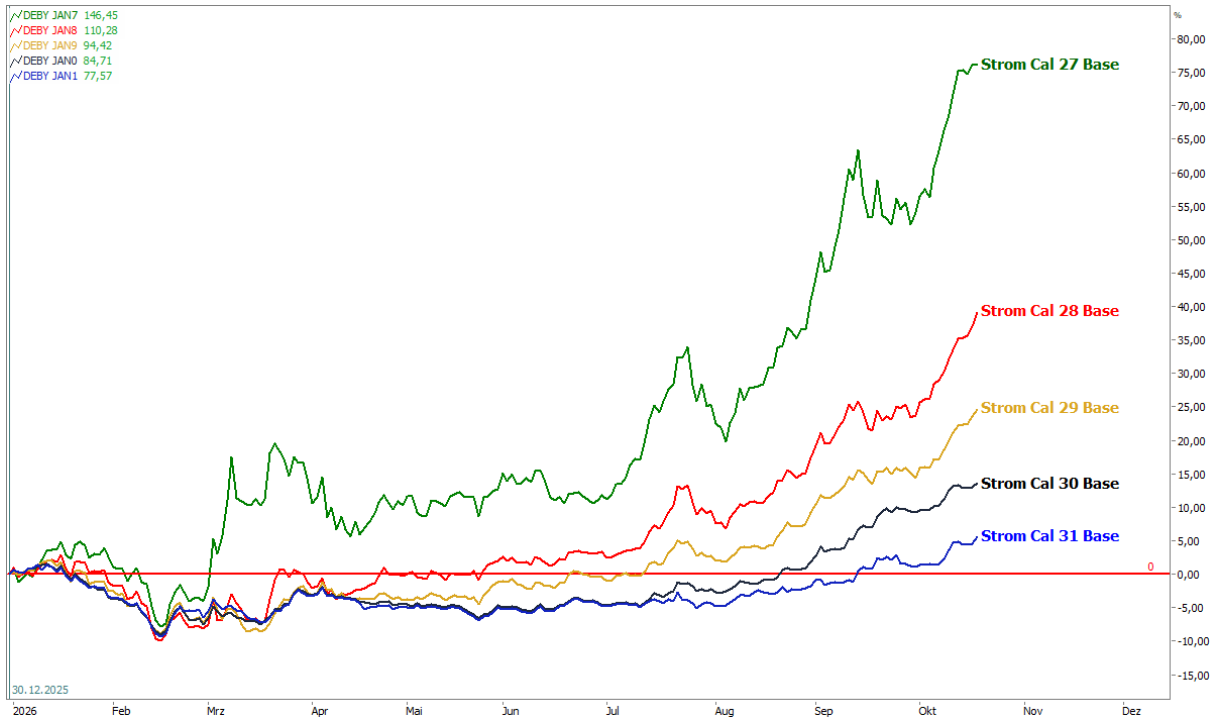
Beschaffungskosten

(in T€)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	7.869	4.783	2.131
enerchase - offene Position	814	4.276	6.825
enerchase - gesamt	8.683	9.059	8.956
Benchmark - gesamt	8.677	9.053	8.952
enerchase vs. BM - gesamt*	7	6	4
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

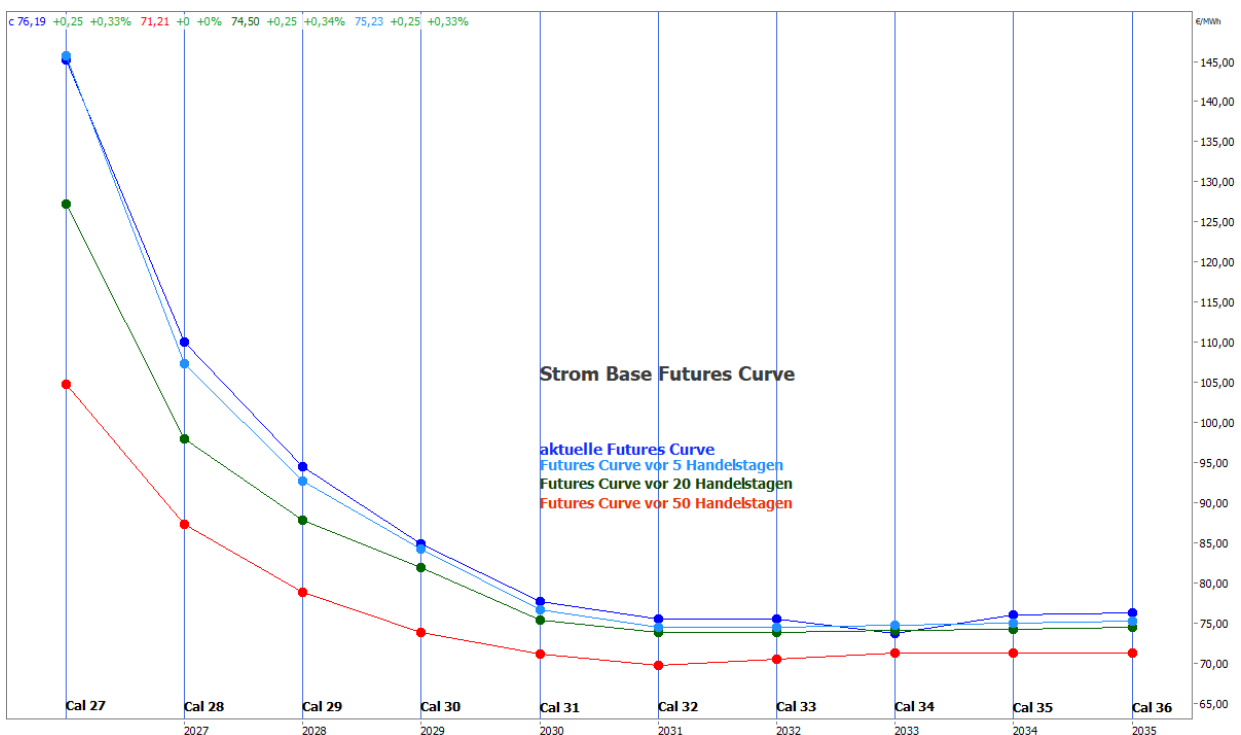
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

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

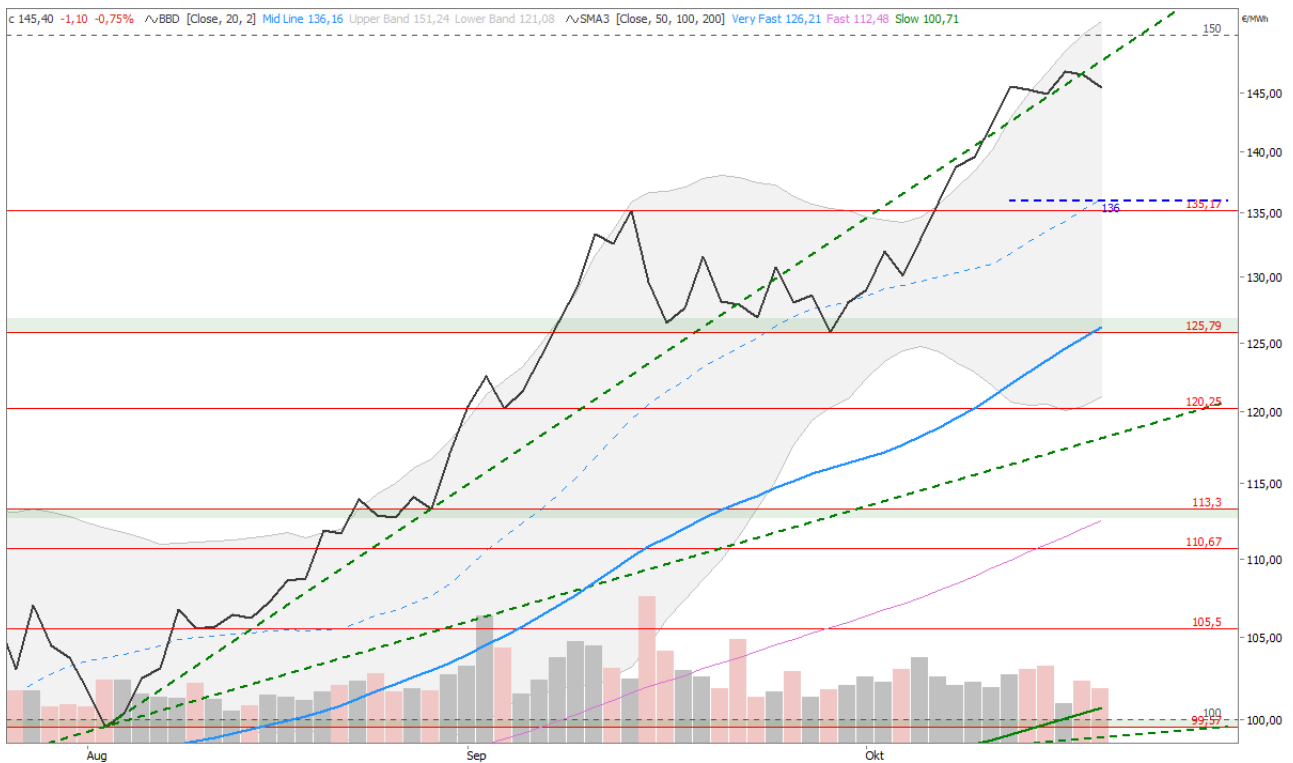


Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 27 Base (EEX)

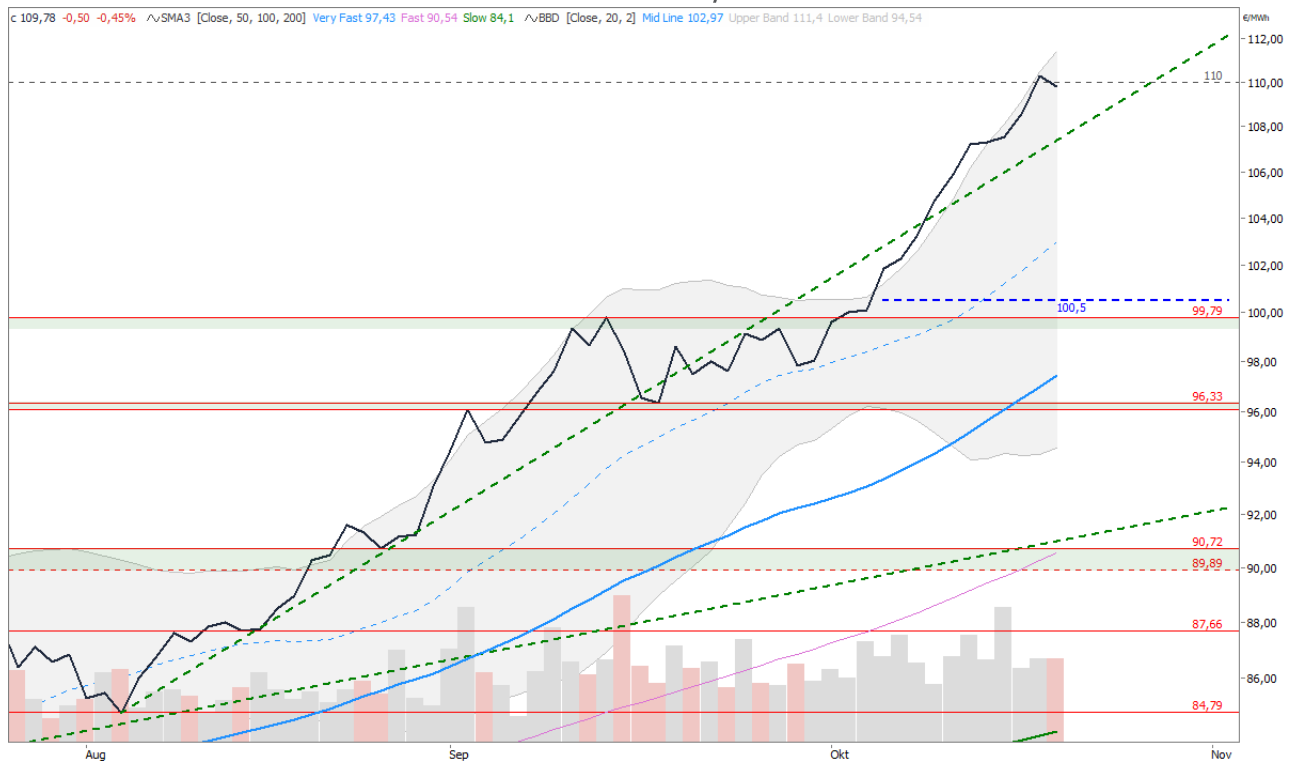


Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart) (EEX)

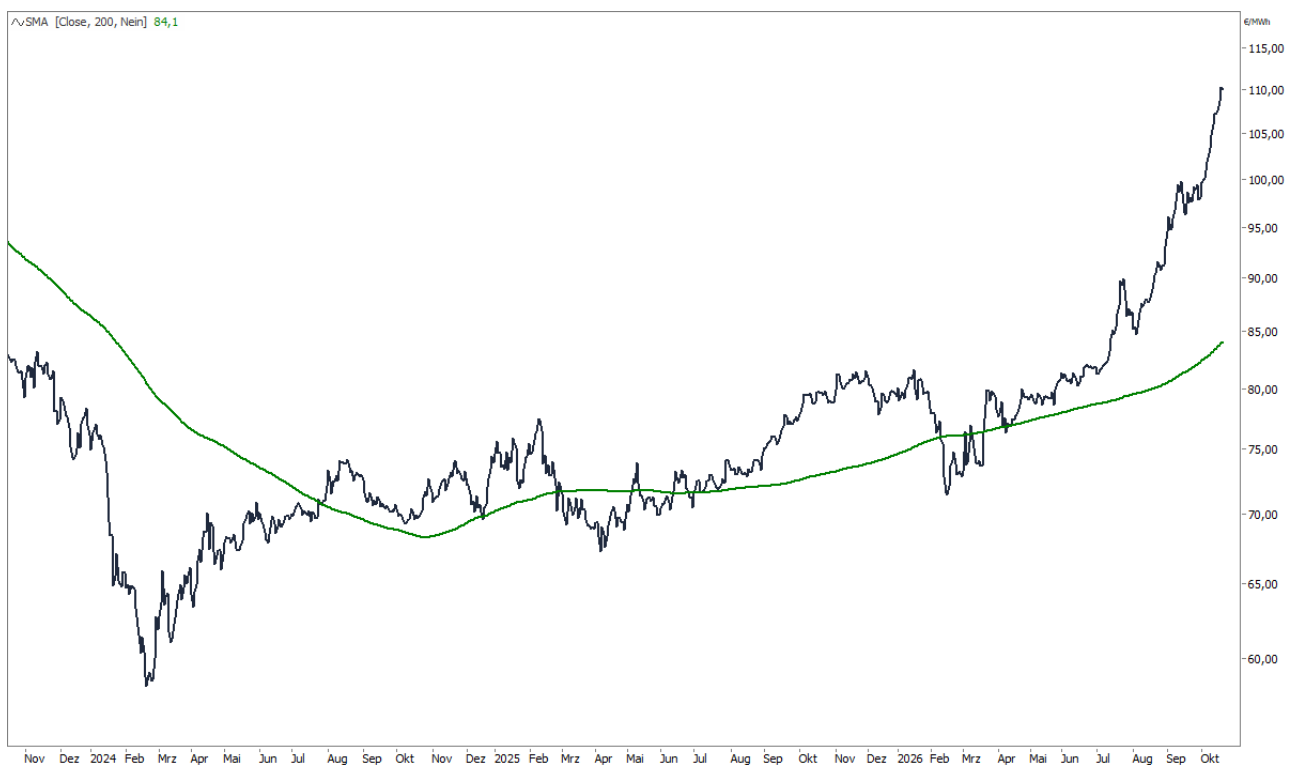


Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily) (EEX)

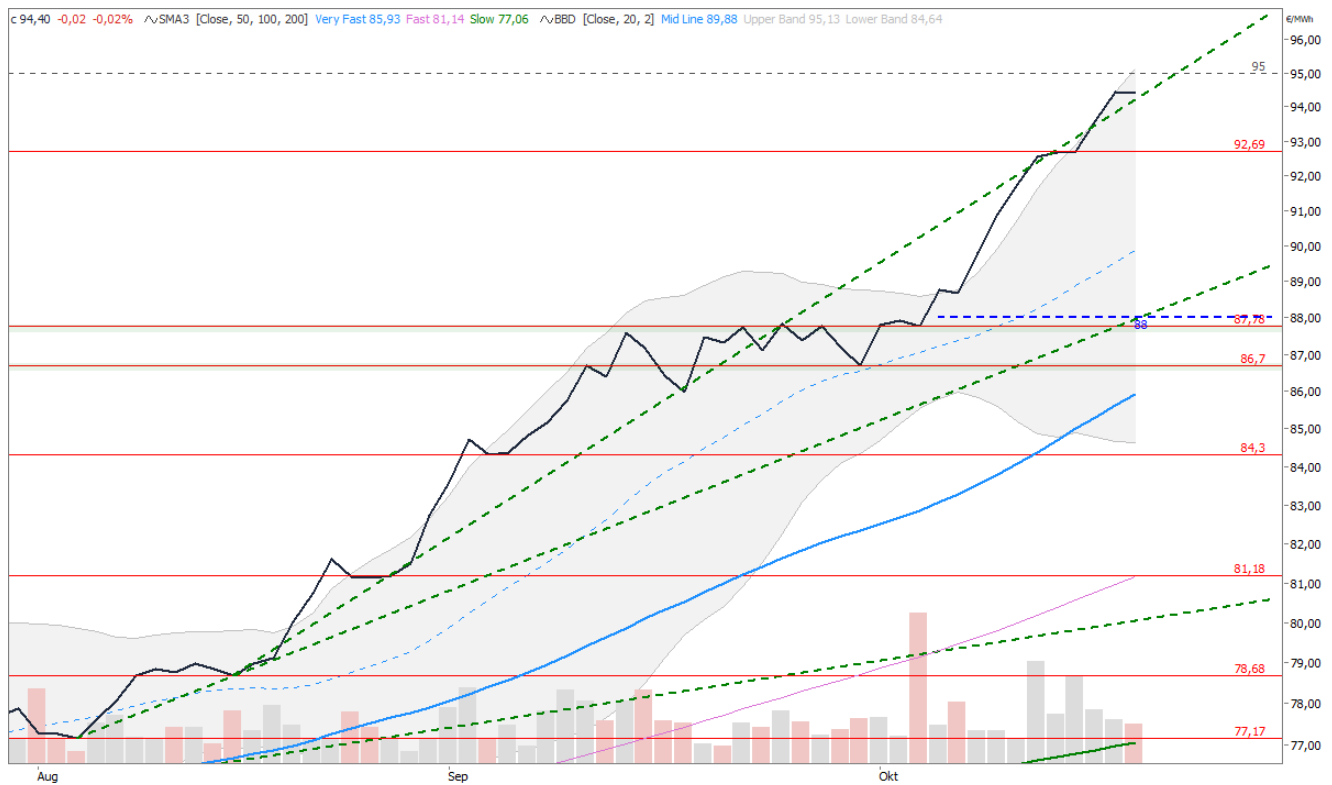


Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart) (EEX)

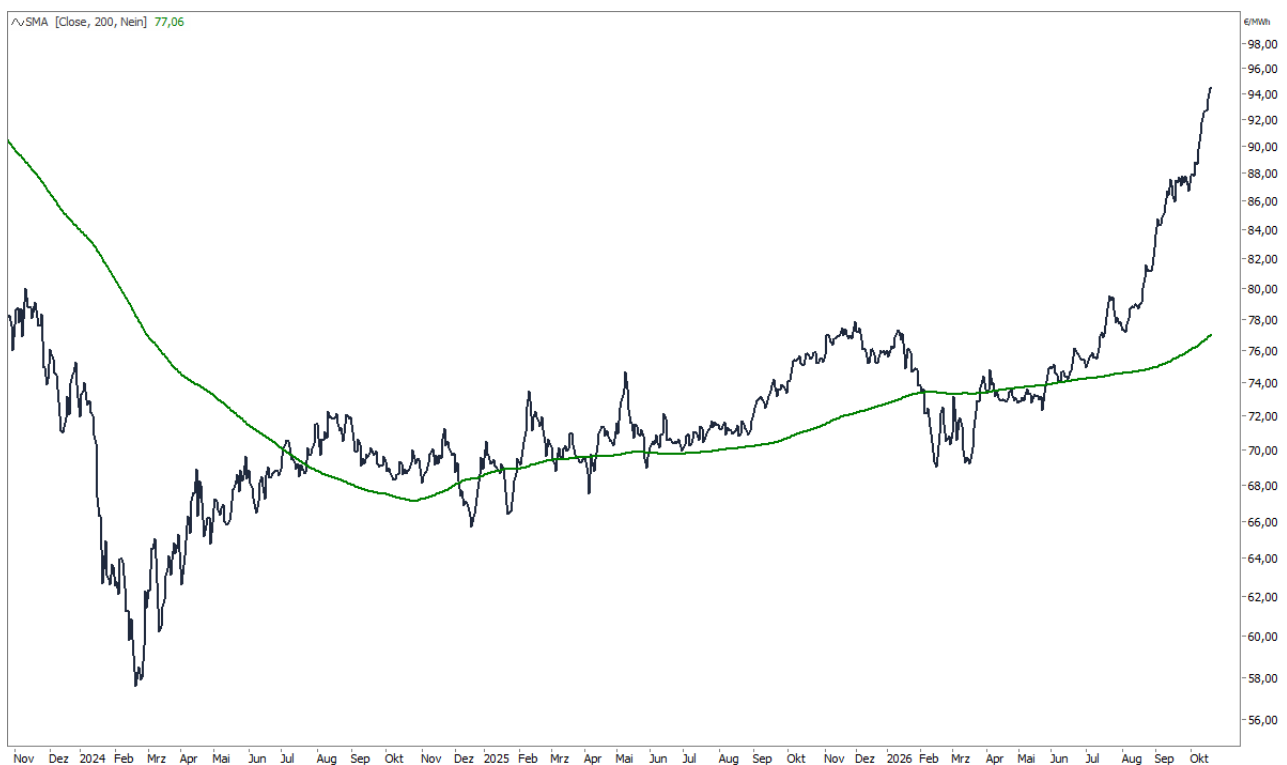


Anhänge

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	01.10.2026	129,97	2.778	27.972

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

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

Anhänge

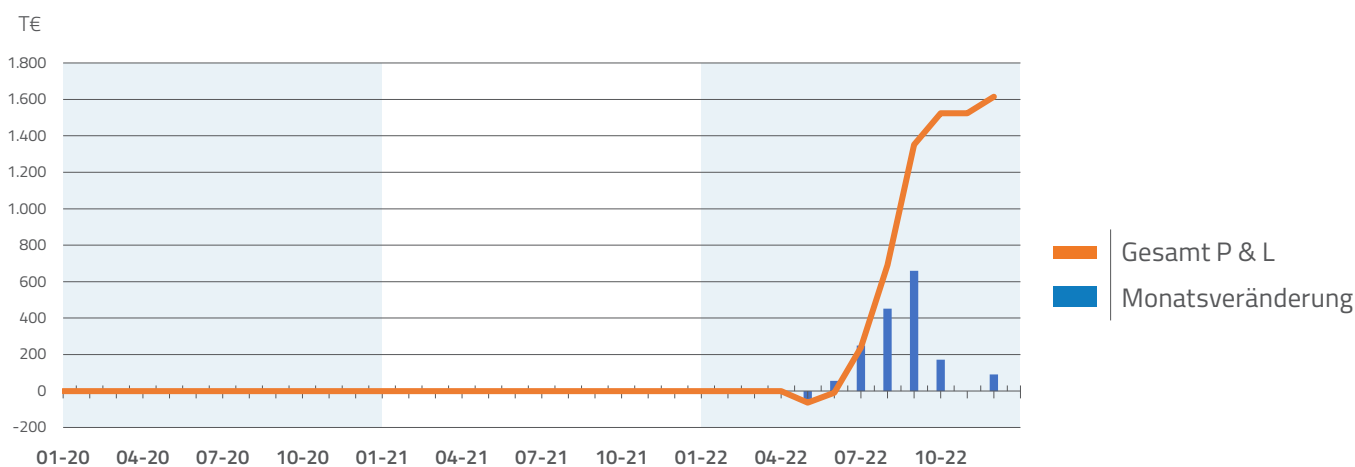
P&L History

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.

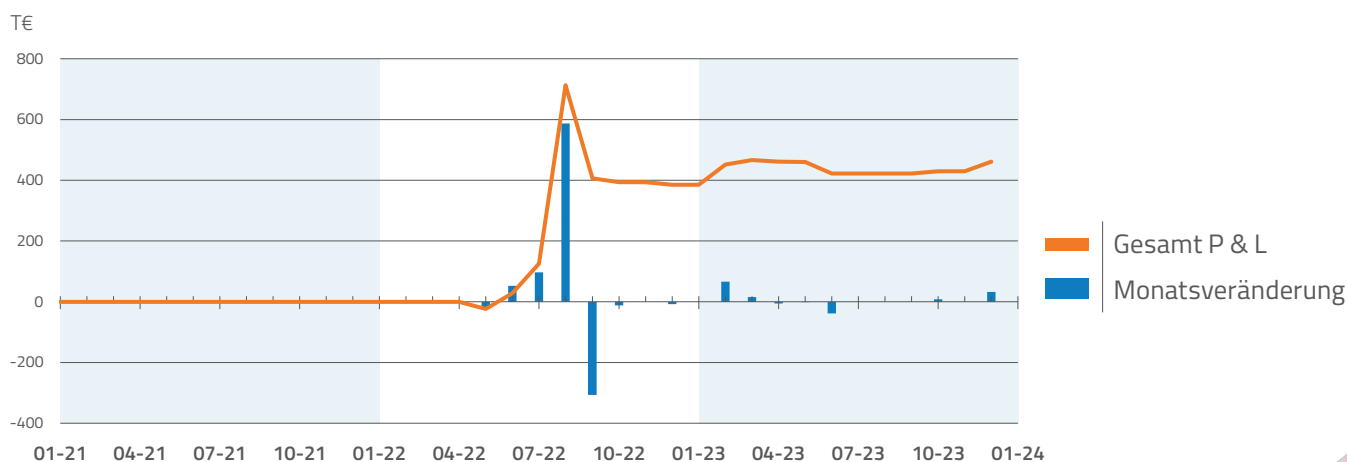


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

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

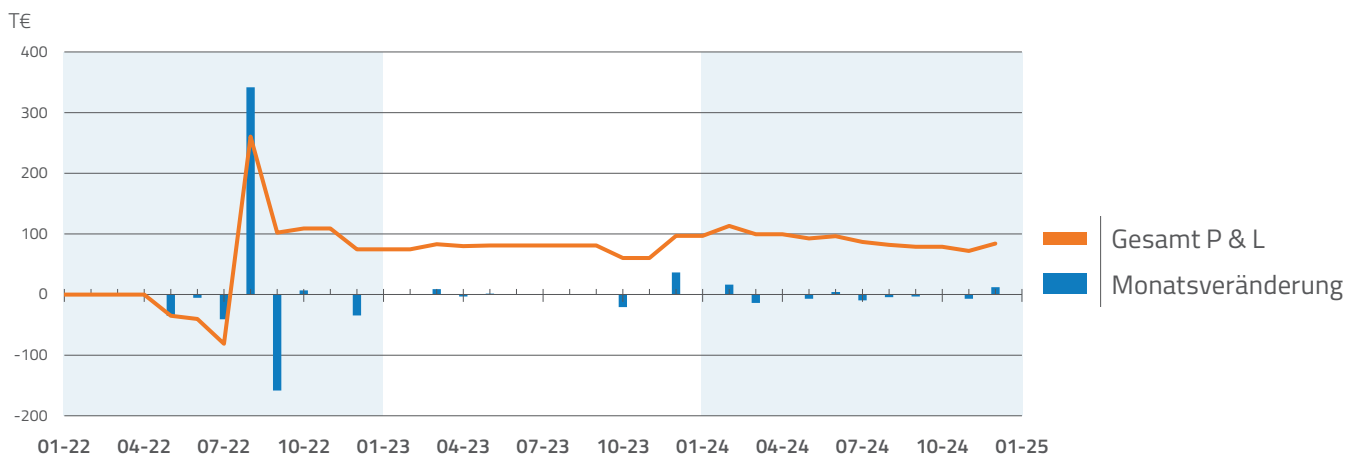
P&L History

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.

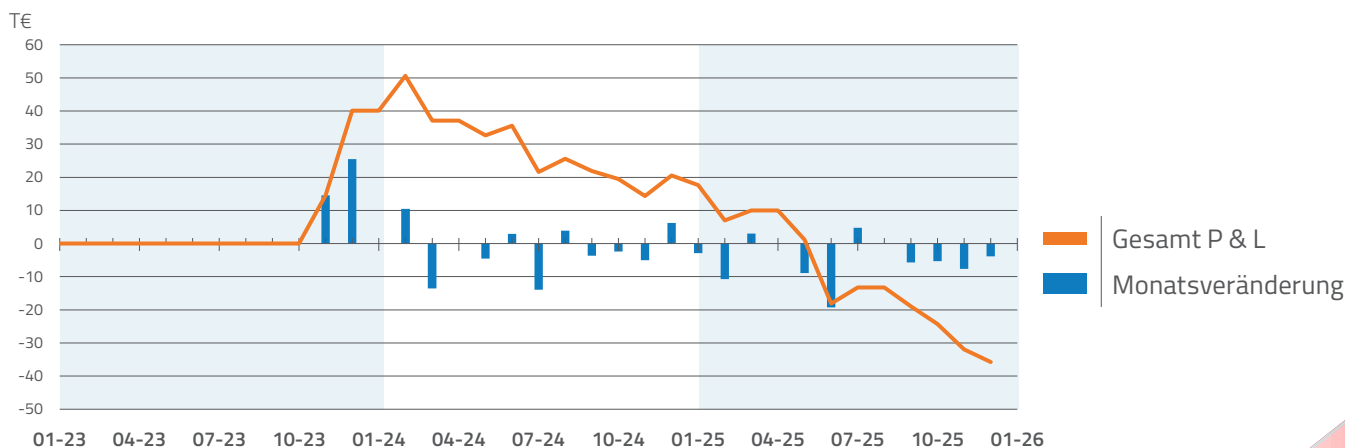


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2026

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

Bitte achten Sie auf die genannten Unterstützungen und Widerstände, sie können entscheidende Marken für die weitere Kursentwicklung darstellen. Setzen Sie zudem bei Ihren Handelsaktivitäten 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 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