

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Der Nahostkonflikt eskalierte am Wochenende mit den bislang größten wechselseitigen Tankerangriffen zwischen den USA und dem Iran, ein Ende der Krise ist nicht in Sicht. Verschärft wird die Lage weiterhin durch die niedrigen Gasspeicherstände sowie die laufende norwegische Wartungssaison, die eine Normalisierung der Exporte erst Ende September erwarten lässt. Auch charttechnisch bleibt das Bild über alle drei Lieferjahre klar bullish, ein kräftigerer Rücksetzer lässt seit Wochen auf sich warten. Entsprechend hält die Gemengelage aus geopolitischer Eskalation, angespannter Versorgungslage und ungebrochenem Aufwärtstrend den Kaufdruck aufrecht, mit nach oben überwiegenden Risiken durch eine weitere Eskalationsstufe oder staatlich geforderte Einspeicherungen. Chancen auf einen Rücksetzer bestehen vor allem bei kurzfristigen Deeskalationssignalen oder mildereren Winterprognosen, die den Markt nach unten übertreiben lassen könnten. Mit der bereits fixierten Oktober-Tranche liegen wir angesichts der Kursentwicklung richtig positioniert und verbleiben vorerst bei dieser Long-Tranche, beobachten den Markt aber eng auf weitere Einstiegspunkte.

Beschaffungstelegramm Cal 27: 0 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 1 Tranche ist zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 01.09.2026 +++ letzter Fixierungspreis: 119,9 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 85,58 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 124 €/MWh (Schlusskurs 07.09.2026) +++ aktuelle Hedge-Quote 94 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

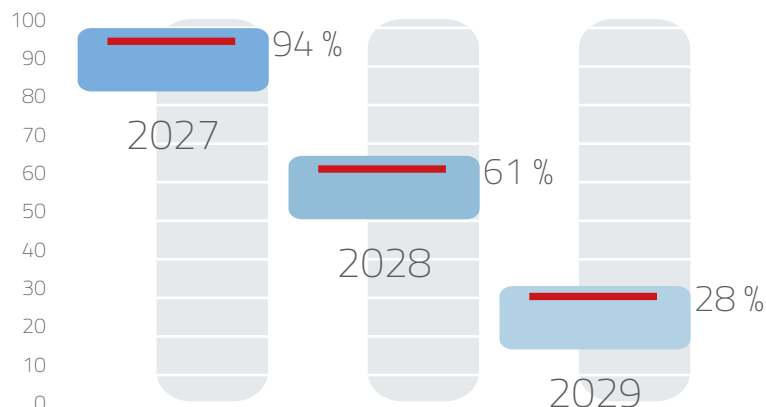
Inhalt

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

Hedge-Situation

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

Aktuelle Hedge-Quoten



Markteinschätzung (1/2)

Konjunktur: Die Weltwirtschaft zeigte sich bislang widerstandsfähiger gegenüber dem Energiepreisschock als befürchtet, getragen vor allem von der ungebrochenen Dynamik des KI-Sektors in den USA. Der anhaltende Anstieg der Anleiherenditen stellt diese Stärke jedoch zunehmend infrage, weshalb wir unsere bisher positive Einschätzung zu einer neutralen Haltung korrigieren. Im September dürften BoJ, EZB (Donnerstag) und Fed (16. September) ihre Leitzinsen um jeweils 25 Basispunkte anheben, nachdem der US-Arbeitsmarktbericht zuletzt unerwartet robust ausgefallen war, was den US-Verbraucherpreisdaten für August am Freitag besondere Bedeutung verleiht. In Deutschland zeichnen die Stimmungsindikatoren ein deutlich freundlicheres Bild als die tatsächliche Produktion: Die Institute hoben zwar ihre BIP-Prognosen an, doch beruhte das Wachstum im ersten Halbjahr fast ausschließlich auf Staatskonsum und Exporten, während die privaten Ausrüstungsinvestitionen seit Anfang 2024 um 11,0 Prozent zurückgingen. Passend dazu sank die Industrieproduktion im Juli um 1,1 Prozent, vor allem wegen des Fahrzeugbaus, sodass von der deutschen Konjunktur kaum Rückenwind für die Rohstoffmärkte zu erwarten ist. China stützte die Weltwirtschaft im August mit einem Exportplus von 25,0 Prozent und einem Importplus von 28,2 Prozent gegenüber Vorjahr, getrieben von den weiterhin hohen KI-Investitionen vor allem in den USA und Südkorea. Die Rohöleinfuhr legte gegenüber Juli um 6,2

Prozent zu, wobei China durch höhere Exporte raffinierter Produkte zugleich preisdämpfend auf die globalen Diesel- und Benzinmärkte wirkte, was die chinesischen Zahlen insgesamt leicht bullish für die Rohstoffmärkte macht. Insgesamt bewerten wir das globale Konjunkturbild damit als neutral: Der Gegenwind aus höheren Zinsen und Energiepreisen ist real, doch bis eine spürbar nachlassende Rohstoffnachfrage die Märkte belastet, dürfte noch einige Zeit vergehen.

Fundamental: Der Nahostkonflikt eskalierte am Wochenende mit den bislang größten wechselseitigen Tankerangriffen zwischen den USA und dem Iran. Beide Seiten signalisieren nun, sich auf einen langen Konflikt einzustellen. Der Schiffsverkehr durch die Meerenge bleibt weiterhin deutlich eingeschränkt, auch wenn jüngst erstmals seit rund sechs Wochen wieder ein LNG-Tanker offen und mit eingeschaltetem AIS durch die Straße von Hormus gefahren ist. Das von Iran vermeldete Abkommen mit dem Oman zur gemeinsamen Steuerung der Hormus-Schifffahrt bleibt ohne Zustimmung der USA wertlos, nachdem Präsident Trump wiederholt erklärt hatte, keine Gebühren für die Durchfahrt zu tolerieren und eine Rückkehr zum Vorkriegszustand zu fordern. Auf der europäischen Angebotsseite verharren die deutschen Gasspeicher auf dem niedrigsten Stand für diese Jahreszeit seit Beginn der Aufzeichnungen, was inzwischen auch Bundeskanzler Merz öffentlich thematisiert, während der Speicherverband INES

einen Füllstand von 77 Prozent für einen normalen kalten Winter fordert. Norwegen befindet sich in der laufenden Wartungssaison, mit weiteren großen geplanten Ausfällen am Gasfeld Troll ab dem 17.09. und an der Anlage Nyhamna ab dem 21.09., sodass sich die Exporte erst Ende September normalisieren dürften. In Frankreich verschiebt EDF hitzebedingt die Wiederinbetriebnahme der Reaktoren Chooz 1 und 2 sowie von Golfech 1 um mehrere Tage, während in Indien mittlerweile 58 Kraftwerke über weniger als drei Tage Kohlereserven verfügen und die Regierung die Bahntransporte zu den Anlagen erhöht, was den Kohlepreis stützt. Bei den EUAs sorgte der charttechnische Ausbruch über das jüngste Reaktionshoch zudem für positive Impulse, die zusammen mit der näher rückenden Compliance-Abgabefrist am 30. September für anhaltenden Kaufdruck sprechen.

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Die Aufwärtsdynamik an den Strommärkten nimmt kein Ende. In allen drei Lieferjahren wurden erneut neue Höchststände markiert, die Aufwärtstrends bleiben klar intakt.

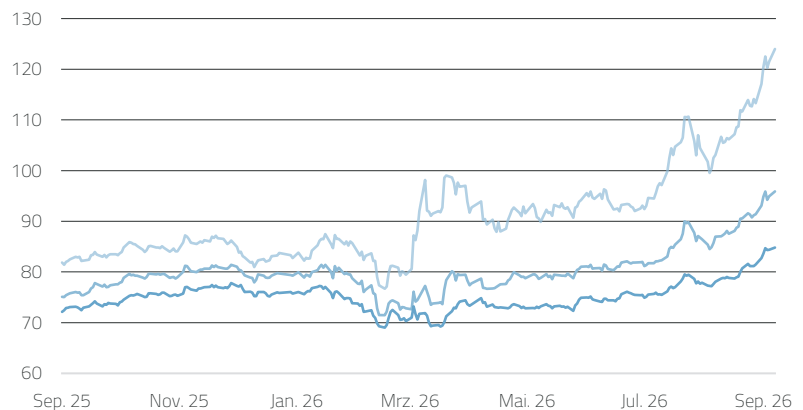
Das **Strom Cal 27 Base** hat die vor einer Woche in Aussicht gestellte 120-Euro-Marke klar überwunden und notiert aktuell bei 124,80 Euro/MWh, womit auch das jüngste Verlaufshoch bei 122,56 Euro/MWh durchbrochen wird. Der übergeordnete Aufwärtstrend, der seit Februar 2024 intakt ist, hat sich damit nochmals beschleunigt...

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)

...Seit Juni 2025 bleibt zudem das Golden-Cross-Szenario bestehen, da die 50-Tage-Linie bei aktuell 106,95 Euro/MWh weiterhin oberhalb der 200-Tage-Linie bei 93,09 Euro/MWh verläuft und beide gleitenden Durchschnitte eine positive Steigung aufweisen. Kommt es zu Verkaufsdruck, stellt das jüngste Verlaufstief bei 120,25 Euro/MWh eine erste leichte Unterstützung dar, gefolgt vom Verlaufstief der Vorwoche bei 113,30 Euro/MWh. Bei stärkerem Rücksetzer bilden das frühere Verlaufshoch bei 110,67 Euro/MWh und insbesondere die steilere grün gestrichelte Aufwärtstrendgerade bei aktuell 107,62 Euro/MWh in Verbindung mit der 50-Tage-Linie bei aktuell 106,95 Euro/MWh eine tiefer liegende Auffangzone.

Auch das **Strom Cal 28 Base** bestätigt das bullische Bild: Der übergeordnete Aufwärtstrend, der seit Mitte Februar intakt ist, wurde durch den Ausbruch über die 95-Euro-Marke auf ein neues Verlaufshoch bei 96,08 Euro/MWh erneut bestätigt, womit sich der Kontrakt der psychologischen Marke bei 100 Euro/MWh nähert. Seit Mai untermauert weiterhin das Golden-Cross-Szenario den positiven Trend, wobei die 50-Tage-Linie bei aktuell 87,78 Euro/MWh klar oberhalb der 200-Tage-Linie bei 80,85 Euro/MWh verläuft. Kommt es nach der Rally zu Verkaufsdruck, bietet die Marke bei 94,75 Euro/MWh einen ersten leichten Support, gefolgt vom Bereich aus dem vorherigen Verlaufstief und dem Juli-Hoch bei 90,72–89,89 Euro/MWh. Dahinter

wartet der nächste Kumulationssupport aus der 50-Tage-Linie bei aktuell 87,78 Euro/MWh in Verbindung mit dem Verlaufstief bei 87,66 Euro/MWh und der grün gestrichelten Aufwärtstrendgeraden bei aktuell 87,22 Euro/MWh.

Das **Strom Cal 29 Base** zeigt sich ebenfalls weiter bullish: Der Aufwärtstrend, der seit der Ausprägung des Doppelbodens besteht, hat den Kontrakt über die psychologische Marke bei 85 Euro/MWh auf aktuell 85,29 Euro/MWh getrieben. Seit Juli untermauert zusätzlich ein Golden-Cross-Szenario den positiven Trend, wobei die 50-Tage-Linie bei aktuell 78,94 Euro/MWh klar oberhalb der 200-Tage-Linie bei 75,16 Euro/MWh verläuft. Kommt es nach der Rally zu Verkaufsdruck, bieten das mittlere Bollinger Band bei aktuell 81,46 Euro/MWh und das jüngste Verlaufstief bei 81,18 Euro/MWh eine erste Unterstützungszone. Darunter bilden das ehemalige Verlaufshoch bei 79,54 Euro/MWh und der Bereich um 80 Euro/MWh einen weiteren Kumulations-Support. Bei stärkerem Rücksetzer liegen die nächsten markanten Marken auf der 50-Tage-Linie bei aktuell 78,94 Euro/MWh zusammen mit dem Verlaufstief bei 78,68 Euro/MWh, sowie bei der grün gestrichelten Aufwärtstrendgeraden bei aktuell 77,79 Euro/MWh.

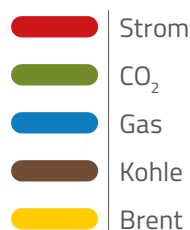
Fazit (Charttechnik): Das übergeordnete Bild bleibt über alle drei Lieferjahre hinweg bullish und wurde durch die jüngsten Ausbrüche über die jeweiligen Widerstandsmarken erneut bestätigt.

Ein kräftiger Rücksetzer lässt seit Wochen auf sich warten, die Rally läuft damit äußerst robust. Solange das so bleibt, bieten selbst kleinere Gewinnmitnahmen neue Einstiegspunkte für zusätzliche Tranchenkäufe.

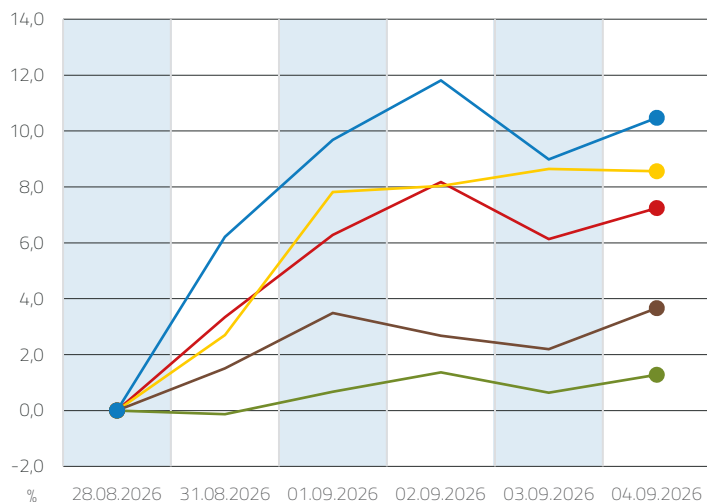
Portfolioausrichtung: Die Gemengelage aus anhaltender Nahost-Eskalation, kritisch niedrigen europäischen Gasspeicherständen und der laufenden norwegischen Wartungssaison hält den fundamentalen Kaufdruck aufrecht, was sich auch charttechnisch in ungebrochenen Aufwärtstrends über alle drei Lieferjahre niederschlägt. Mit der nun bereits fixierten Oktober-Tranche liegen wir angesichts der seitherigen Kursentwicklung klar richtig positioniert. Nach oben gerichtete Risiken überwiegen weiterhin: Eine anhaltende oder weitere Eskalationsstufe in Nahost und die bestehende Blockade der Straße von Hormus könnten die Rally weiter befeuern. Auch staatlich geforderte Einspeicherungen wie zuletzt in der Diskussion um den Trading Hub Europe könnten den Kaufdruck weiter verstärken. Chancen auf einen Rücksetzer bestehen vor allem in Form kurzfristiger Deeskalationssignale zwischen den Konfliktparteien sowie in mildereren Winterprognosen, die den Markt nach unten übertreiben lassen könnten. Ein solcher Moment wäre dann der Anlass, eine weitere Long-Tranche in Betracht zu ziehen. Vorerst verbleiben wir jedoch bei der bestehenden Positionierung mit einer Long-Tranche (Oktober) und beobachten den Markt eng auf entsprechende Signale.

Markt- entwicklung

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



Energiemarktentwicklung
KW 37



Markt- rückblick

Kaum war die KW 35 mit Trumps Kharg-Drohung und einem unbestätigten Minentreffer zu Ende gegangen, lieferte die KW 36 am Montag eine weitere Eskalationsstufe: US-Angriffe auf Startrampen der iranischen Insel Larak sowie Raketen der iranischen Revolutionsgarden auf zwei US-Basen in Jordanien. Das Strom Cal 27 Base kletterte am Dienstag erstmals seit Januar 2023 über die 120-Euro-Marke, das TTF Gas Cal 27 markierte am Mittwoch bei 54,10 Euro/MWh ein Verlaufshoch und näherte sich damit seinem absoluten Hochpunkt bei 56,68 Euro/MWh im August 2022 (bezogen auf den Cal 27-Kontrakt). In Deutschland kam es parallel zu Sabotageaktionen an drei Umspannwerken, an denen Sprengvorrichtungen auftauchten.

Nach dem Larak-Angriff und der iranischen Vergeltung folgte am Dienstag der nächste Schlag: Zwei sehr große Rohöltanker (VLCC-Tanker) wurden in der Straße von

Hormus getroffen, die saudische „Sidra“ und die südkoreanische „Senegal Prosperity“, beide mit deaktivierten AIS-Transpondern. Dass Teheran auch Schiffe ohne Transpondersignal orten kann, spricht dafür, dass es seine Aufklärungsfähigkeit trotz der US-Angriffe wiederhergestellt hat oder von außen unterstützt wird. Am Mittwoch weitete das US-Militär die Angriffe unter der neuen „Tanker für Tanker“-Doktrin erstmals auf iranische Tanker aus. Teheran revanchierte sich mit Raketen auf US-Basen in Jordanien, Irak, Kuwait und Bahrain. In der Nacht zum Donnerstag blieben neue US-Schläge dann aus. Der Schiffsverkehr durch die Meerenge liegt aber praktisch brach.

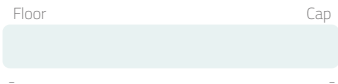
Fast zeitgleich geriet die deutsche Stromversorgung selbst ins Visier. Am Dienstag wurden am Umspannwerk Turnow-Preilack nahe dem Braunkohlekraftwerk Jämschwalde Spreng- und Brandsätze gefunden. Mindestens einer davon war detoniert. Am Mittwoch folgte der zweite

Anschlag bei Bergheim: sechs Vorrichtungen wurden angebracht, mit denen offenbar Drähte über RWE-Power-Leitungen geschossen wurden, um Kurzschlüsse auszulösen. Am Donnerstagabend kam mit Dormagen, einem großen Chemiestandort, ein dritter Sabotageakt hinzu, diesmal mit einem Bekenntnisschreiben, das explizit auf die Vorfälle in Brandenburg und Nordrhein-Westfalen verweist. Die Ermittler gehen von koordinierter Sabotage aus. Ein fremdstaatlicher wie ein linksextremistischer Hintergrund gelten als möglich, zumal Berlin Russland erst am Tag des ersten Fundes für den vereitelten Drohnenanschlag am Flughafen Leipzig verantwortlich gemacht hatte. Die Häufung der Anschläge kurz vor den ostdeutschen Landtagswahlen ist auffällig und unterstreicht die Verwundbarkeit der Energieinfrastruktur vor dem Winter.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

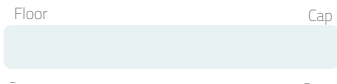
2027



Lieferjahr 2027

34 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 19.12. | Hedge-Quote: 94 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 85,58 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 85,35 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

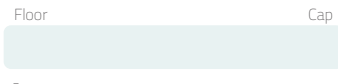
2028



Lieferjahr 2028

22 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.1. | Hedge-Quote: 61 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 85,13 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 84,96 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

2029



Lieferjahr 2029

10 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 28.2. | Hedge-Quote: 28 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 82,59 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 82,47 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2027	19.12.2026	119,90 €/MWh	124,00 €/MWh	-	-	geschlossen
2028	31.01.2027	94,49 €/MWh	95,90 €/MWh	-	-	geschlossen
2029	28.02.2027	83,60 €/MWh	84,85 €/MWh	-	-	geschlossen

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	34 von 36	94 GWh	94 %	85,58 €/MWh	85,35 €/MWh	1	0	- 23.333 €
2028	22 von 36	61 GWh	61 %	85,13 €/MWh	84,96 €/MWh	1	0	- 16.556 €
2029	10 von 36	28 GWh	28 %	82,59 €/MWh	82,47 €/MWh	1	0	- 12.167 €

Der Portfolio- und Benchmark-Preis setzt sich zusammen aus den bereits fixierten Hedges und der Bewertung der offenen Position zum aktuellen Marktpreis. Weitere Informationen auf Seite 10.

[Link zur Deal History](#)

Allokation

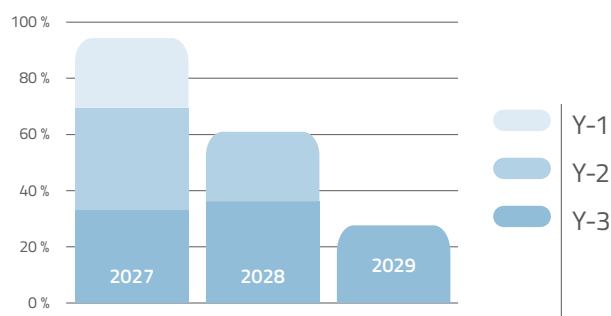
EnerChase vs. Benchmark

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

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

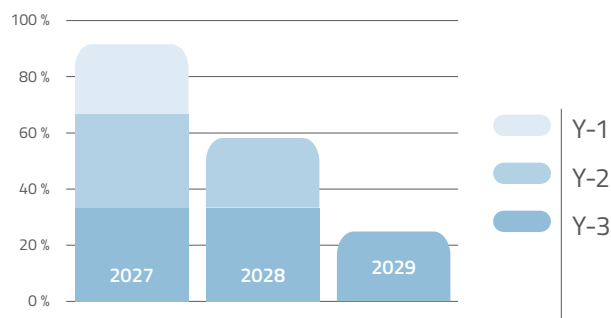
Taktische Allokation

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



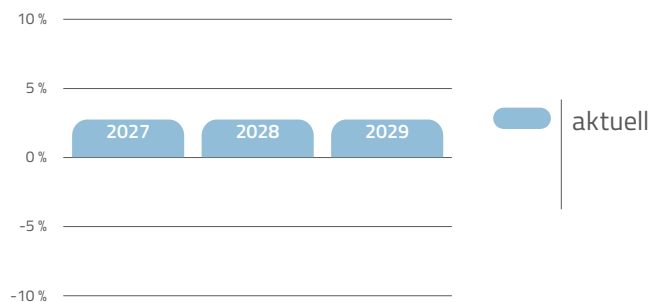
Benchmark Allokation

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



Aktive Allokation

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

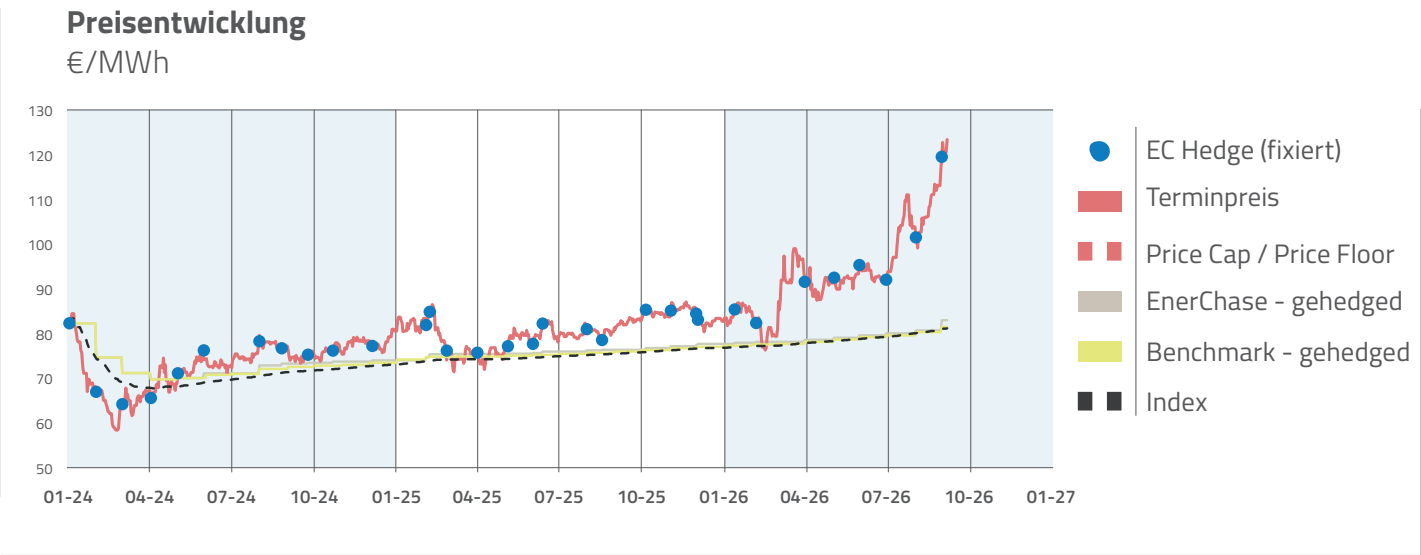
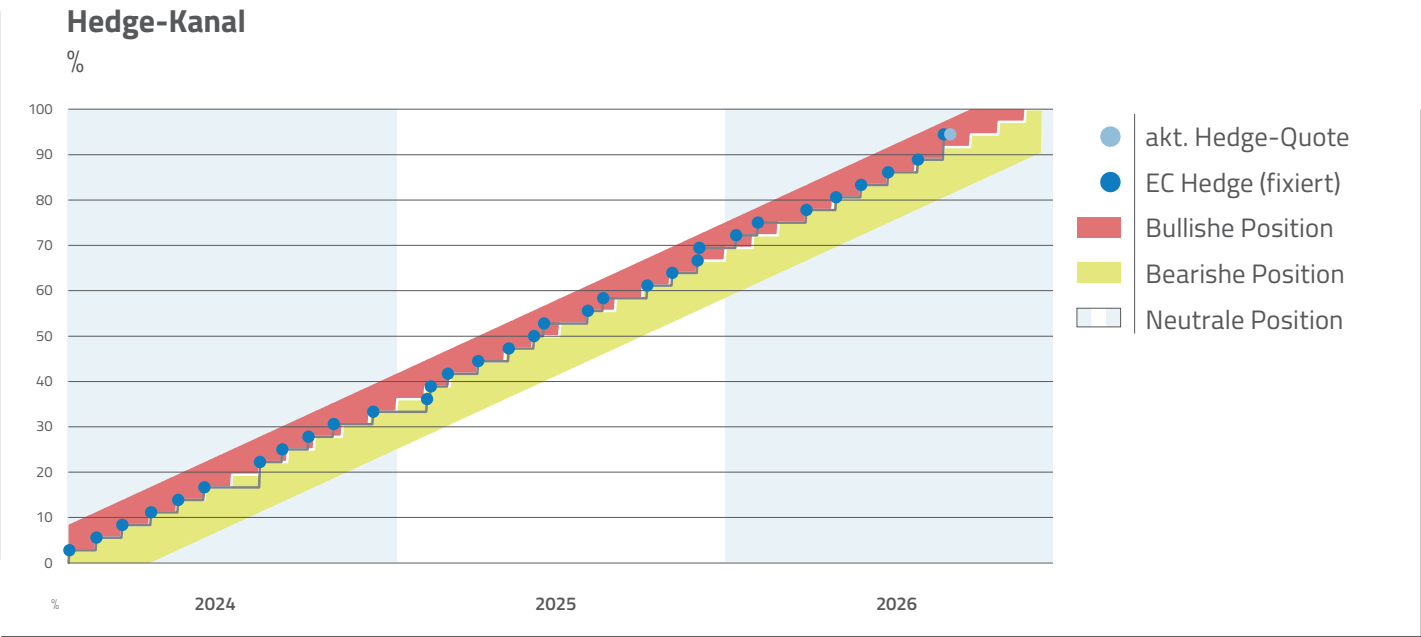


Strom

2027

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

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	34 von 36	94 GWh	94 %	85,58 €/MWh	85,35 €/MWh	1	0	- 23.333 €

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](#)

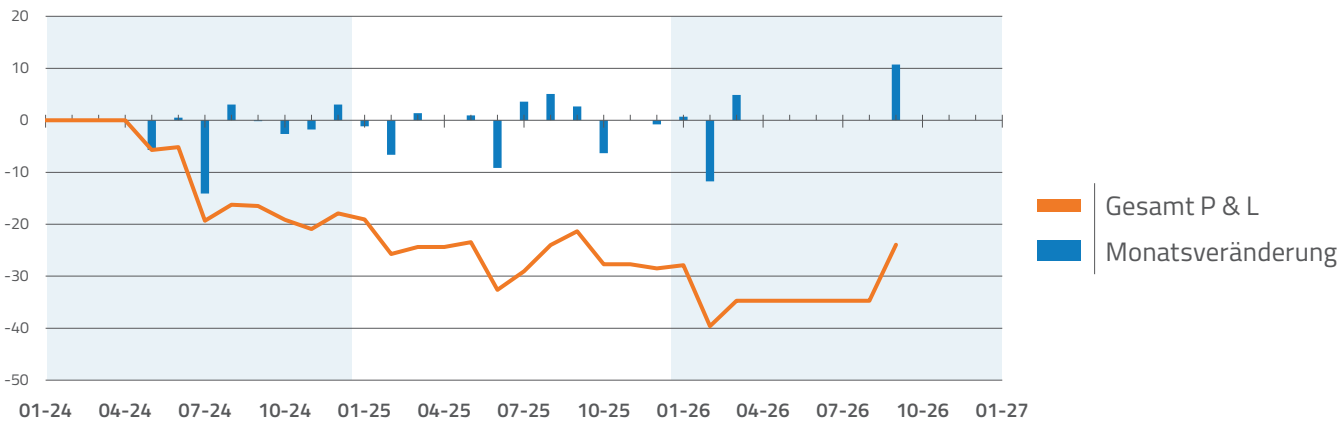
Profit and Loss | Value-at-Risk

2027

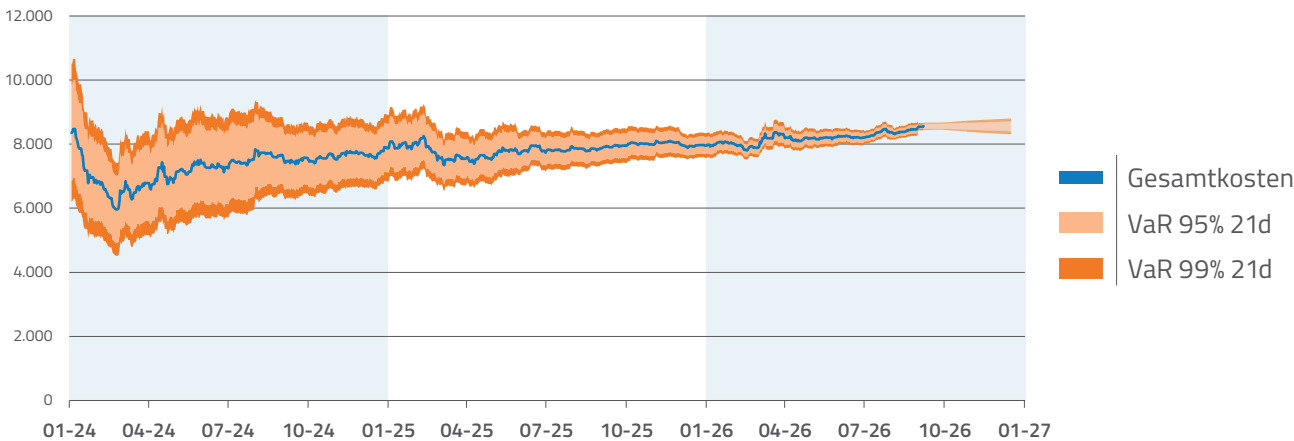
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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€



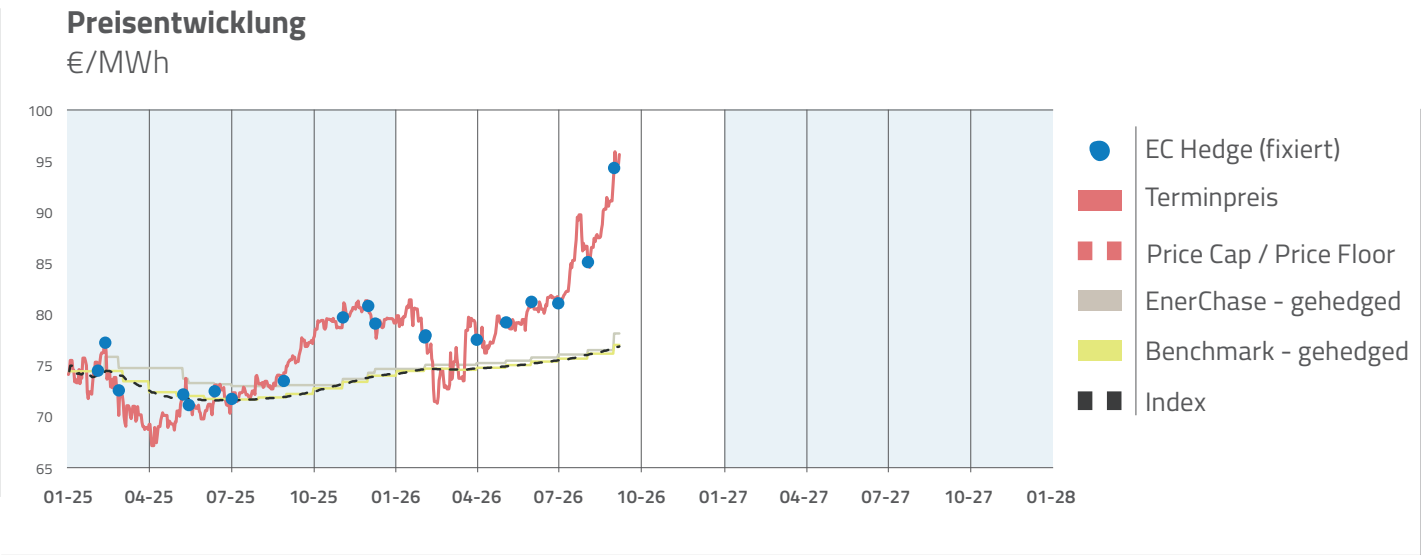
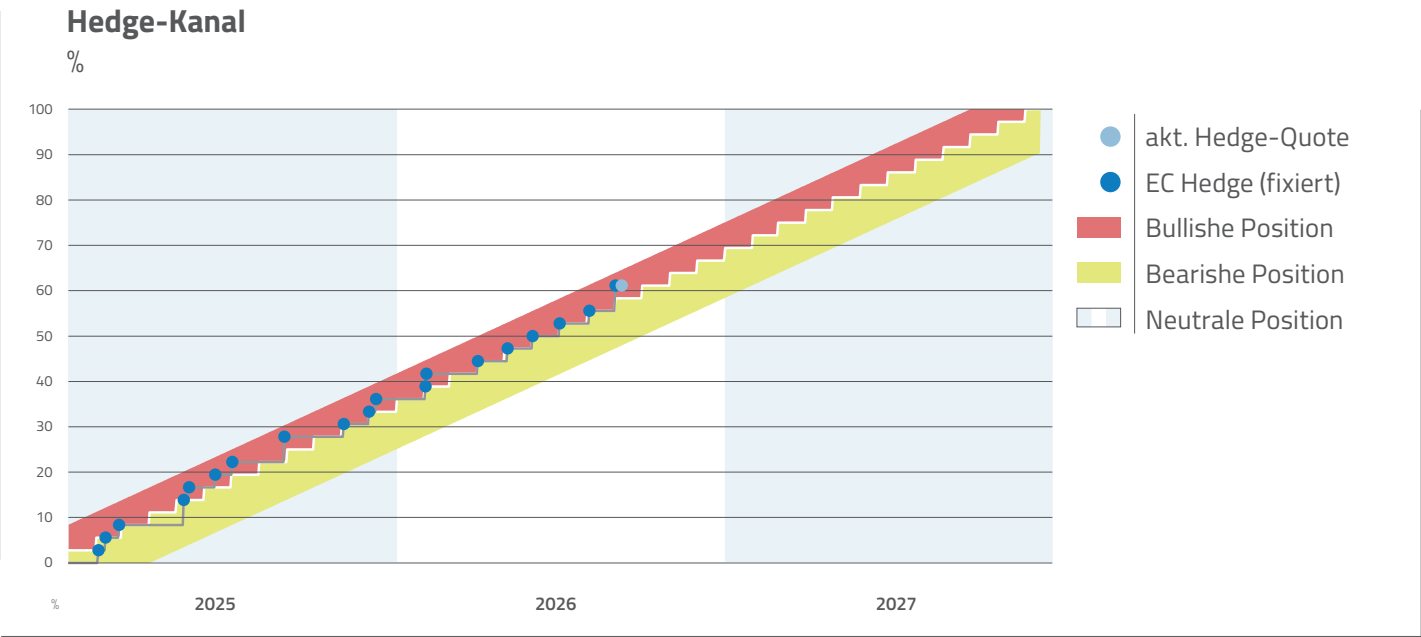
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	8.557 T€	- 23.333 €	8.486 - 8.632 T€ (95%) 8.447 - 8.670 T€ (99%)	8.446 - 8.671 T€ (95%) 8.387 - 8.731 T€ (99%)	8.400 - 8.718 T€ (95%) 8.315 - 8.802 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			110,89 - 137,11 €/MWh (95%) 103,93 - 144,07 €/MWh (99%)	103,77 - 144,23 €/MWh (95%) 93,03 - 154,97 €/MWh (99%)	95,40 - 152,60 €/MWh (95%) 80,20 - 167,80 €/MWh (99%)

Strom

2028

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

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2028	22 von 36	61 GWh	61 %	85,13 €/MWh	84,96 €/MWh	1	0	- 16.556 €

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](#)

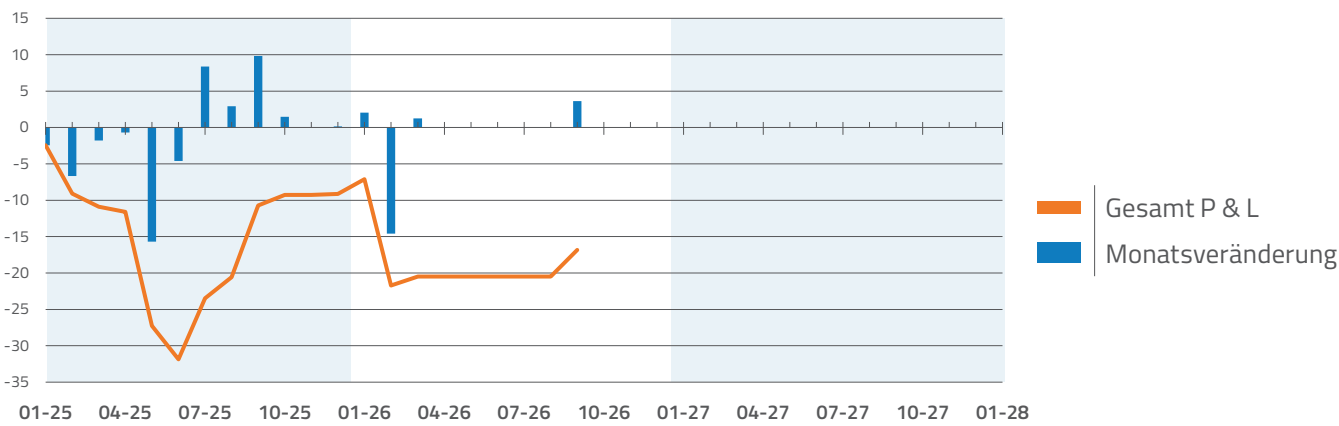
Profit and Loss | Value-at-Risk

2028

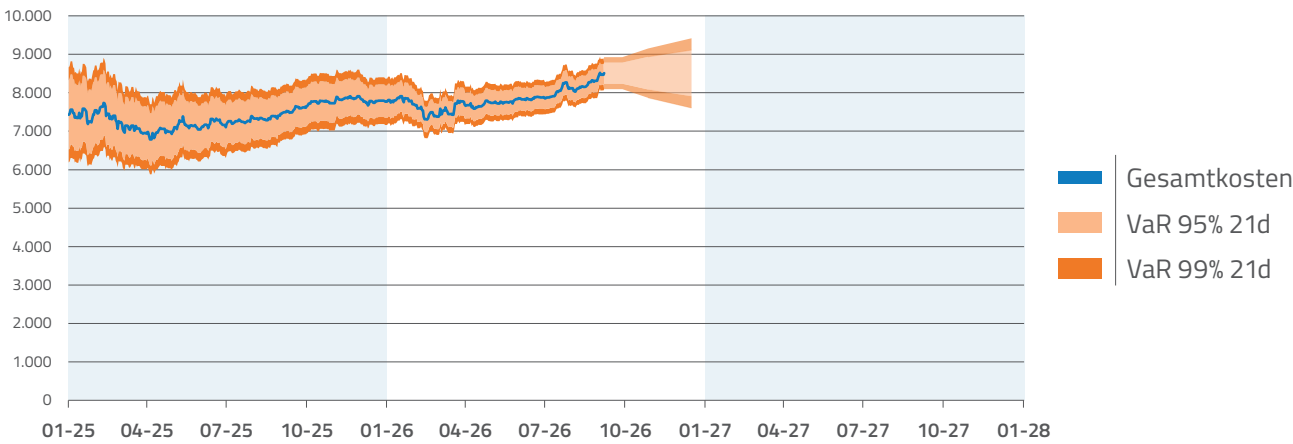
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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€



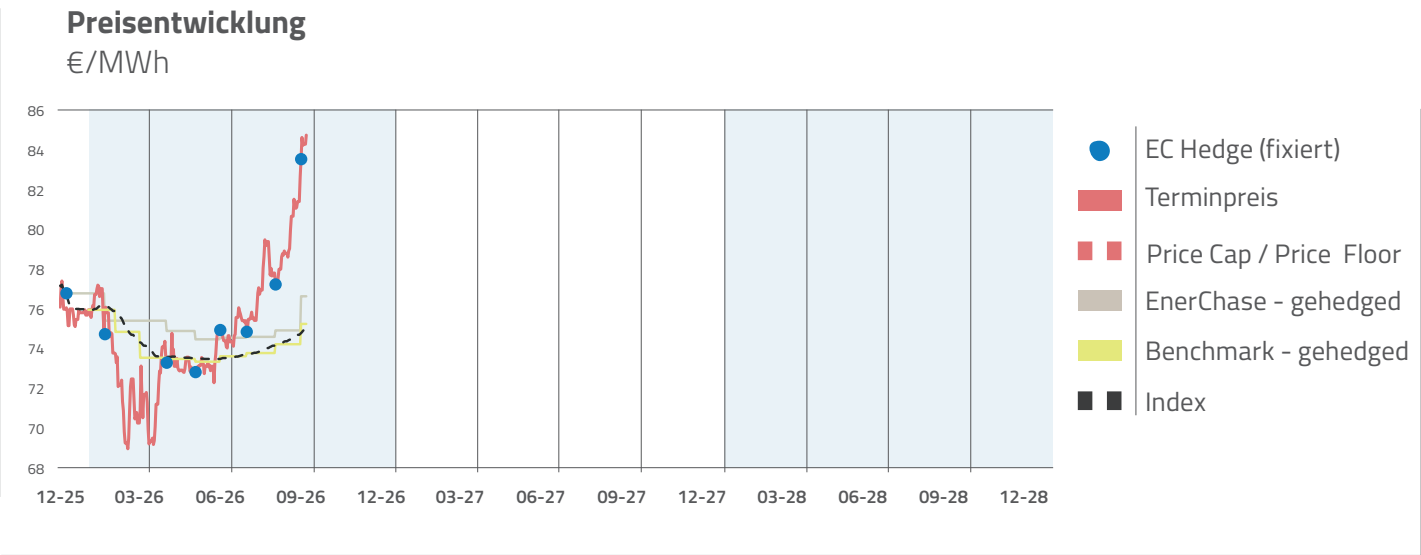
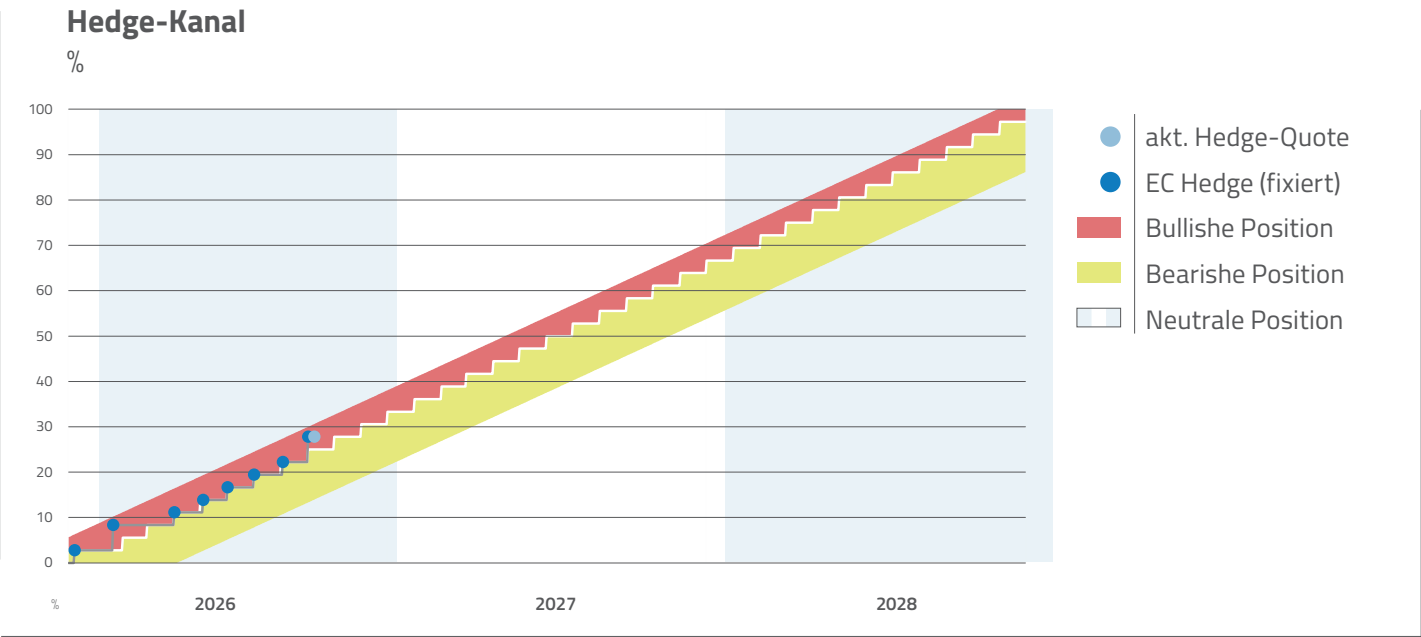
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	8.509 T€	- 16.556 €	8.237 - 8.788 T€ (95%) 8.096 - 8.929 T€ (99%)	8.088 - 8.938 T€ (95%) 7.870 - 9.155 T€ (99%)	7.912 - 9.114 T€ (95%) 7.604 - 9.422 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			88,82 - 102,98 €/MWh (95%) 85,19 - 106,61 €/MWh (99%)	84,97 - 106,83 €/MWh (95%) 79,37 - 112,43 €/MWh (99%)	80,45 - 111,35 €/MWh (95%) 72,53 - 119,27 €/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 %	82,59 €/MWh	82,47 €/MWh	1	0	- 12.167 €

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](#)

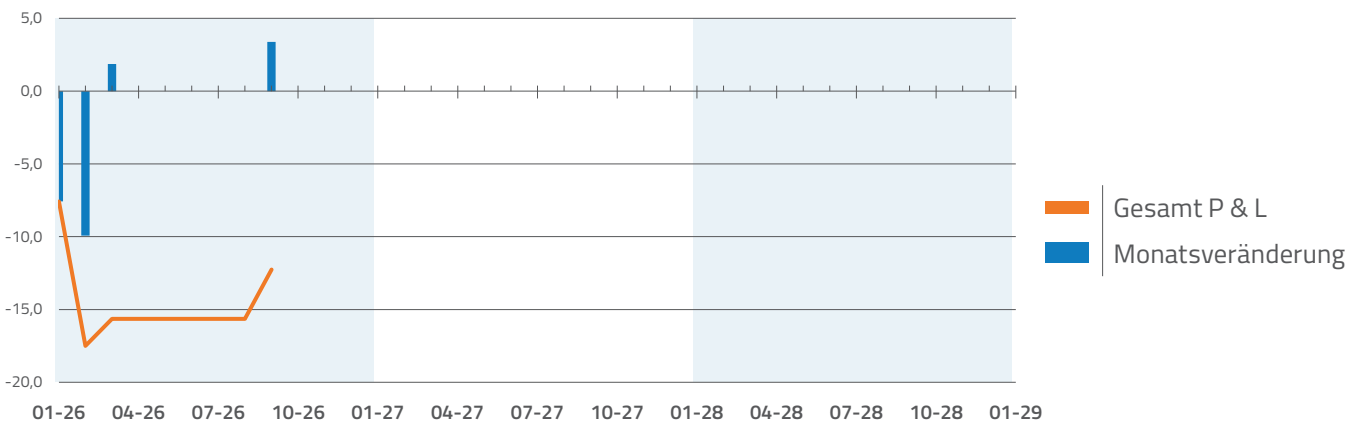
Profit and Loss | Value-at-Risk

2029

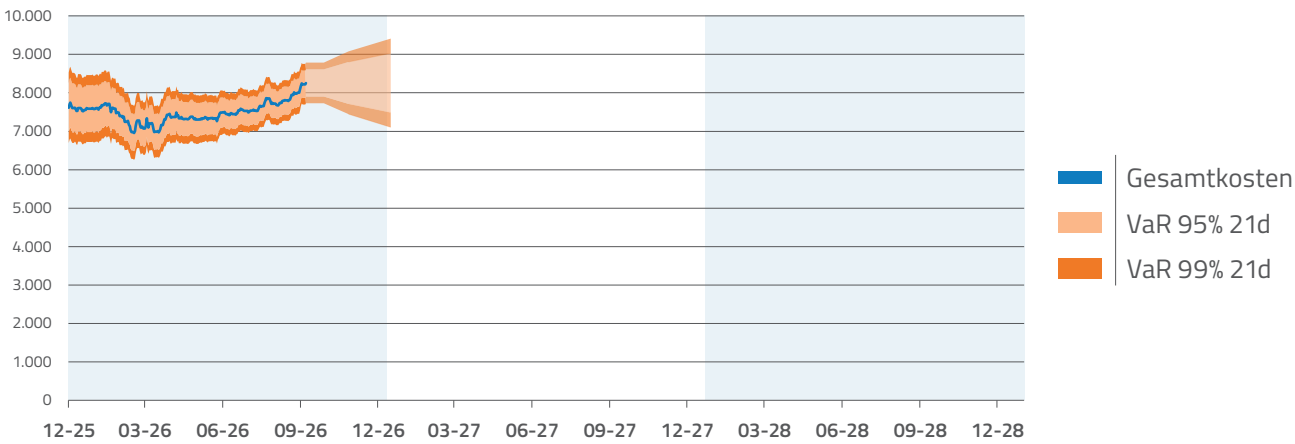
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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	8.257 T€	- 12.167 €	7.905 - 8.613 T€ (95%) 7.729 - 8.788 T€ (99%)	7.712 - 8.805 T€ (95%) 7.442 - 9.076 T€ (99%)	7.486 - 9.032 T€ (95%) 7.103 - 9.414 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			79,95 - 89,75 €/MWh (95%) 77,52 - 92,18 €/MWh (99%)	77,28 - 92,42 €/MWh (95%) 73,54 - 96,16 €/MWh (99%)	74,15 - 95,55 €/MWh (95%) 68,85 - 100,85 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 85,58 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 94 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 124,00 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.558 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 85,13 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 61 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 95,90 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.513 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2029 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 82,59 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 28 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 84,85 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.259 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	83,32	78,27	76,71
enerchase - offene Position	124,00	95,90	84,85
enerchase - gesamt	85,58	85,13	82,59
Benchmark - gesamt	85,35	84,96	82,47
enerchase vs. BM - gesamt*	0,23	0,17	0,12
enerchase - gehedged in Y-1	98,10		
enerchase - gehedged in Y-2	81,36	83,31	
enerchase - gehedged in Y-3	74,36	74,78	76,71

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

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	94,44	61,11	27,78
enerchase - offene Position	5,56	38,89	72,22
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	8,33	41,67	75,00
enerchase vs. BM - offene Position*	-2,78	-2,78	-2,78
enerchase - gehedged in Y-1	25,00		
enerchase - gehedged in Y-2	36,11	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	36,11	27,78

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

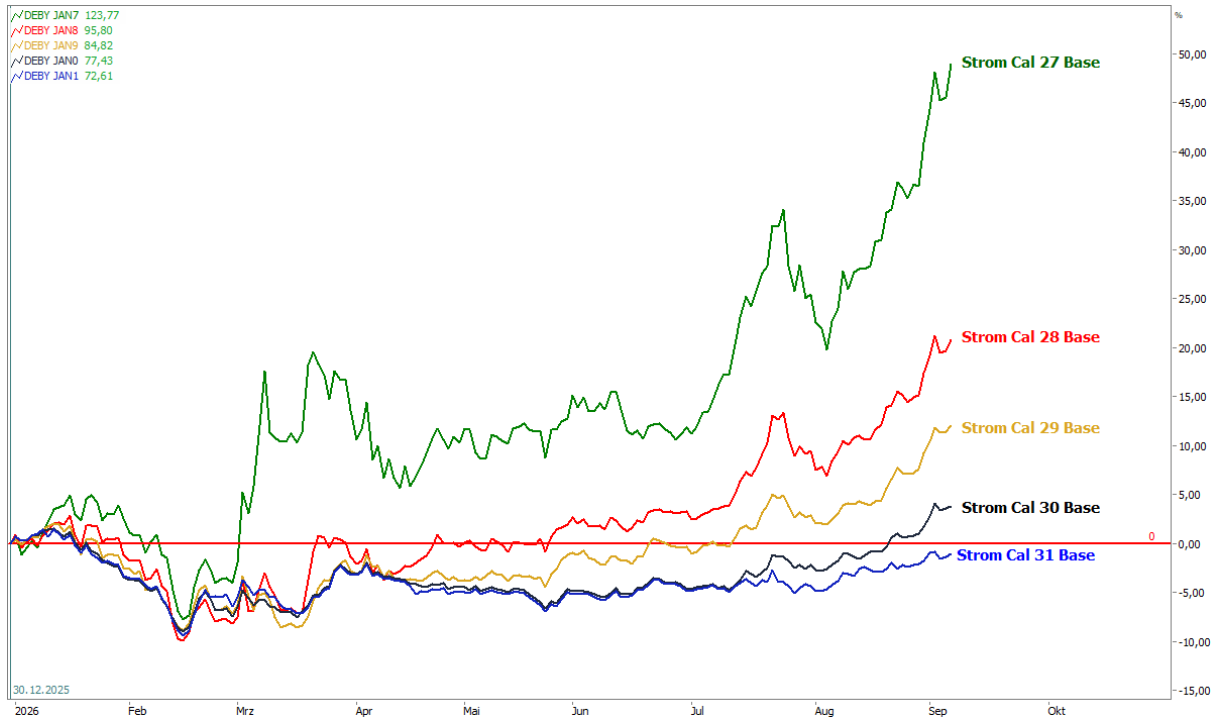
Beschaffungskosten

(in T€)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	7.869	4.783	2.131
enerchase - offene Position	689	3.729	6.128
enerchase - gesamt	8.558	8.513	8.259
Benchmark - gesamt	8.535	8.496	8.247
enerchase vs. BM - gesamt*	23	17	12
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

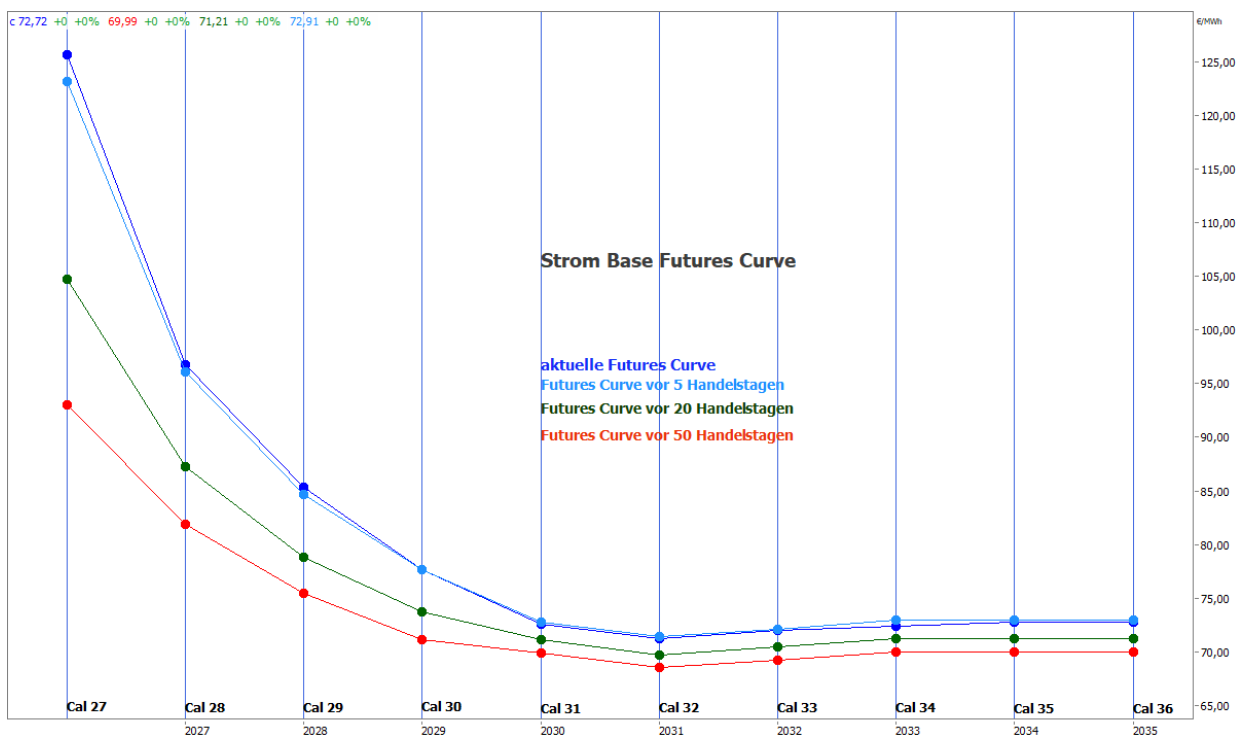
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

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

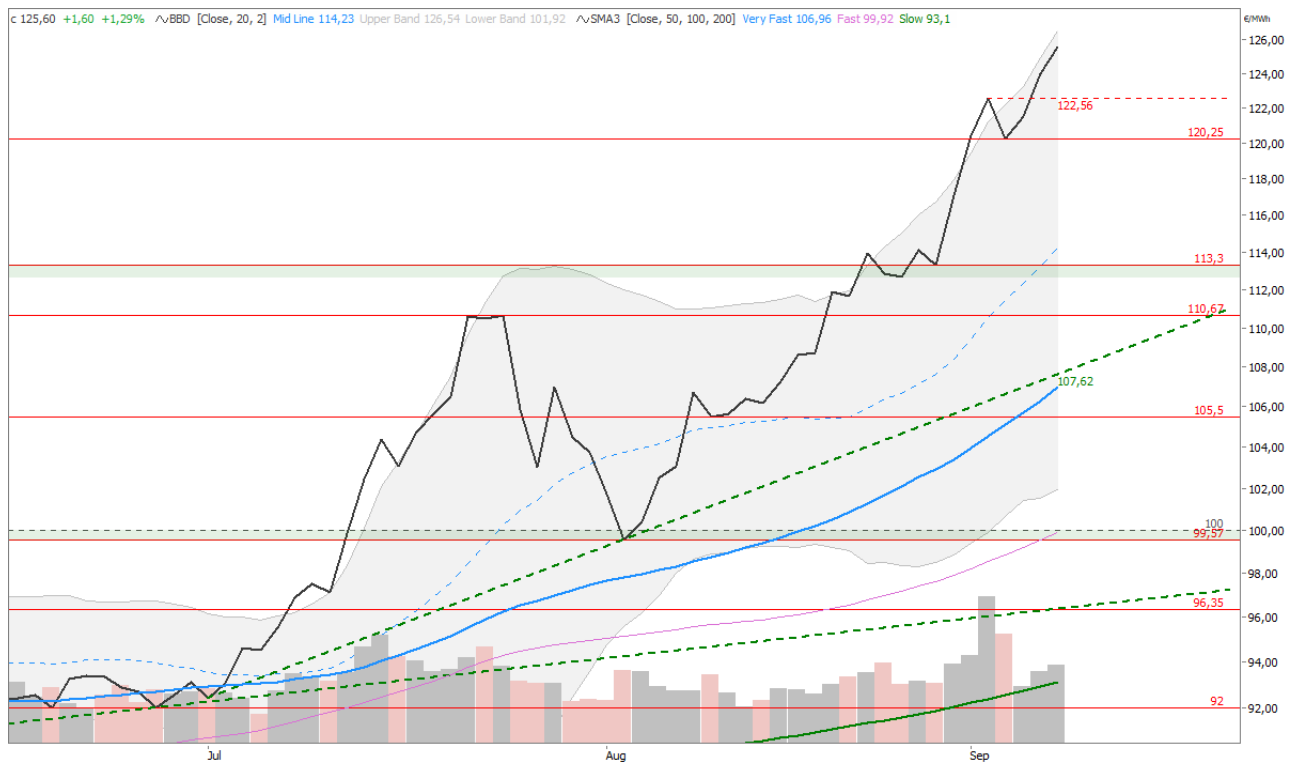


Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 27 Base (EEX)

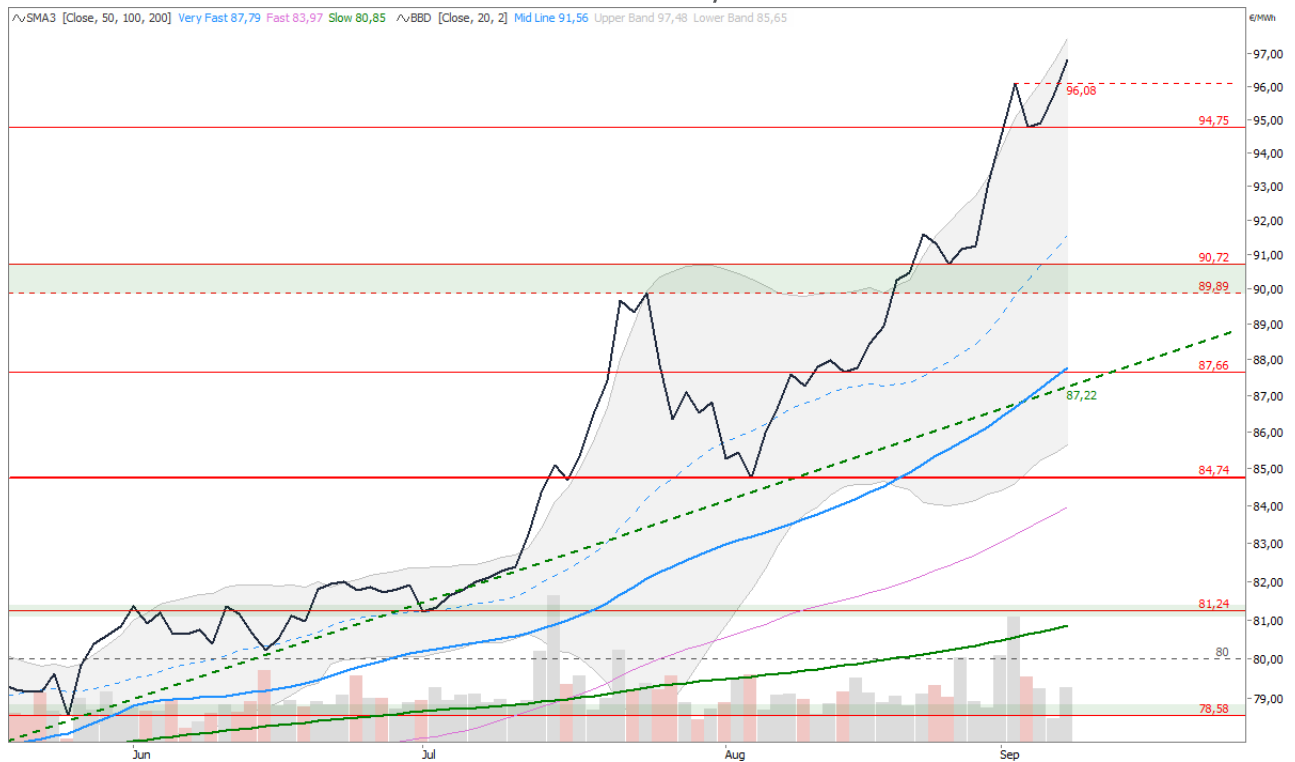


Strom Cal 27 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily) (EEX)

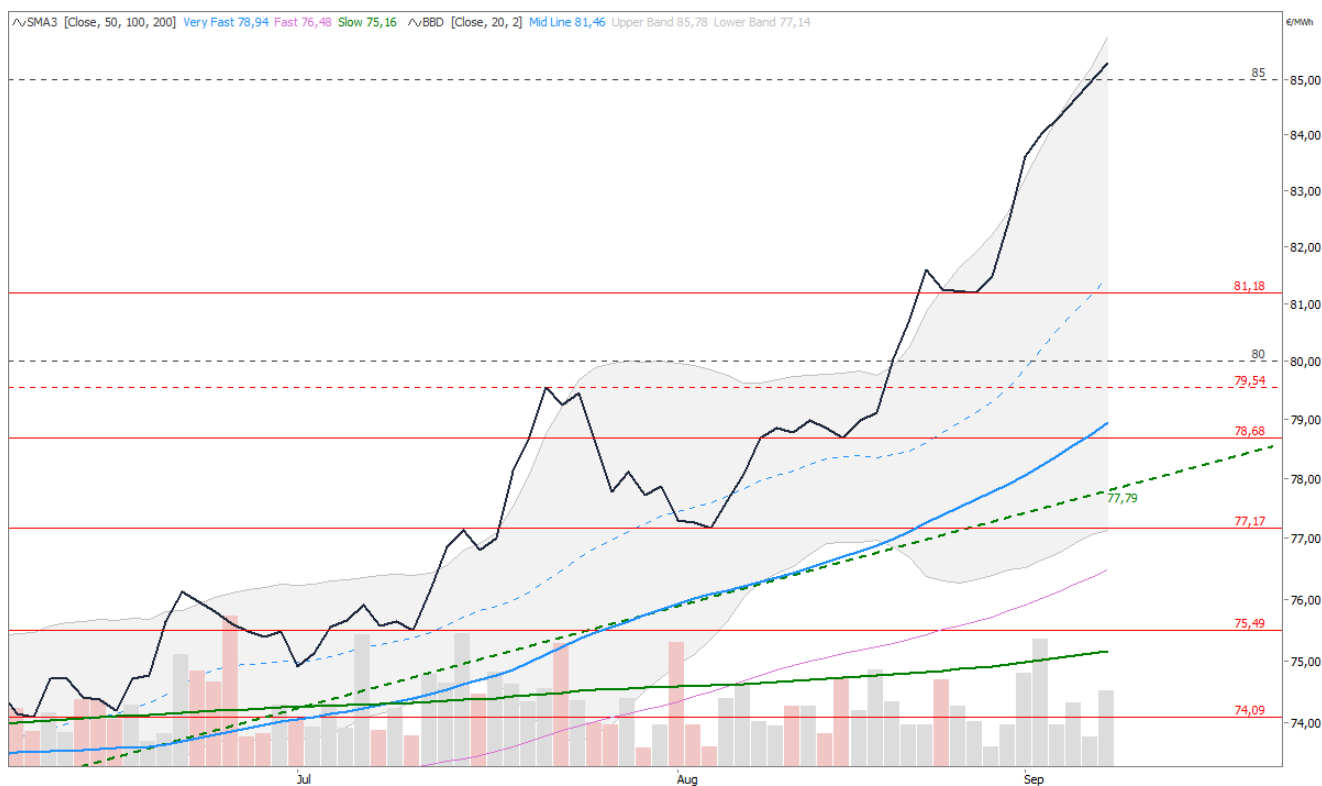


Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart) (EEX)



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	-	124,00	2.778	11.389

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	-	95,90	2.778	3.917

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	-	84,85	2.778	3.472

Anhänge

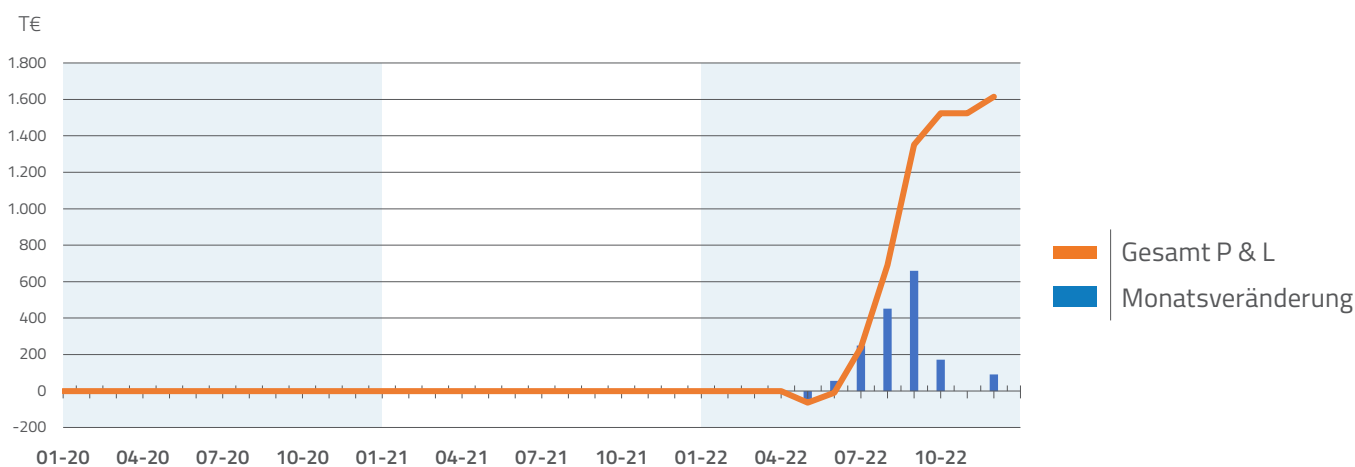
P&L History

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.

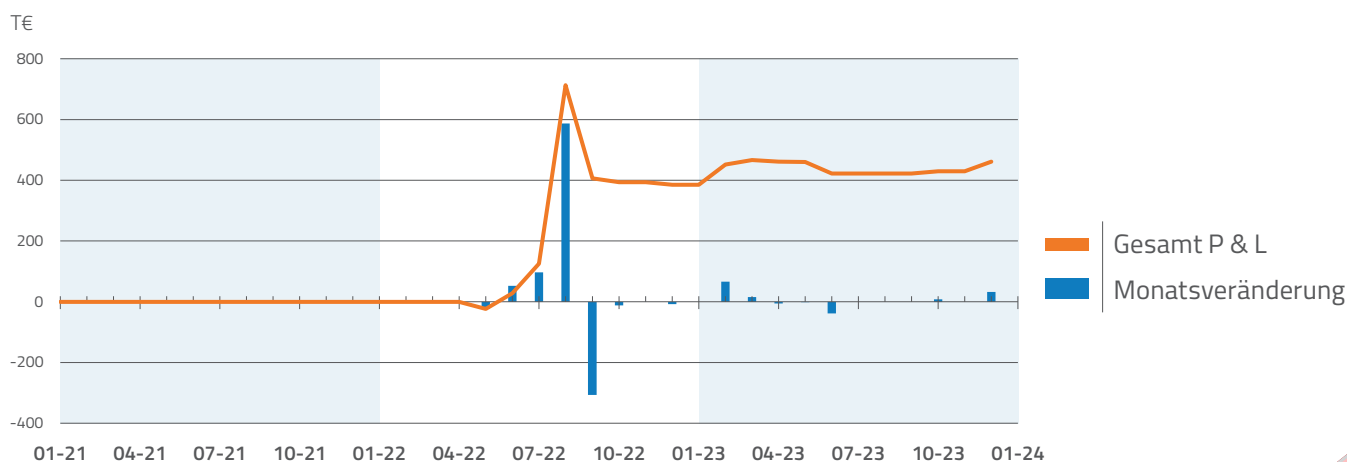


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

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

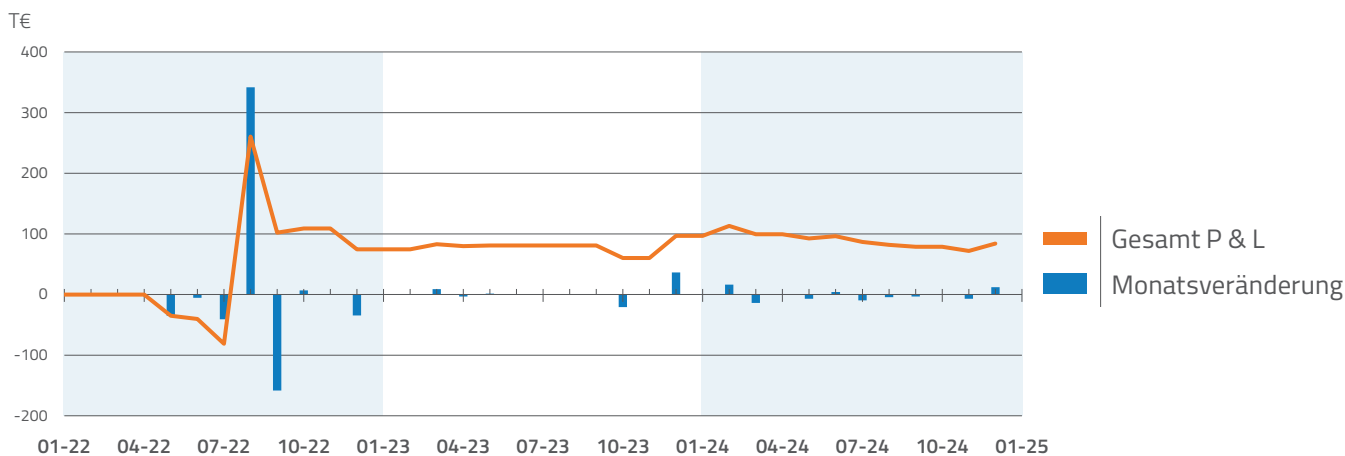
P&L History

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.

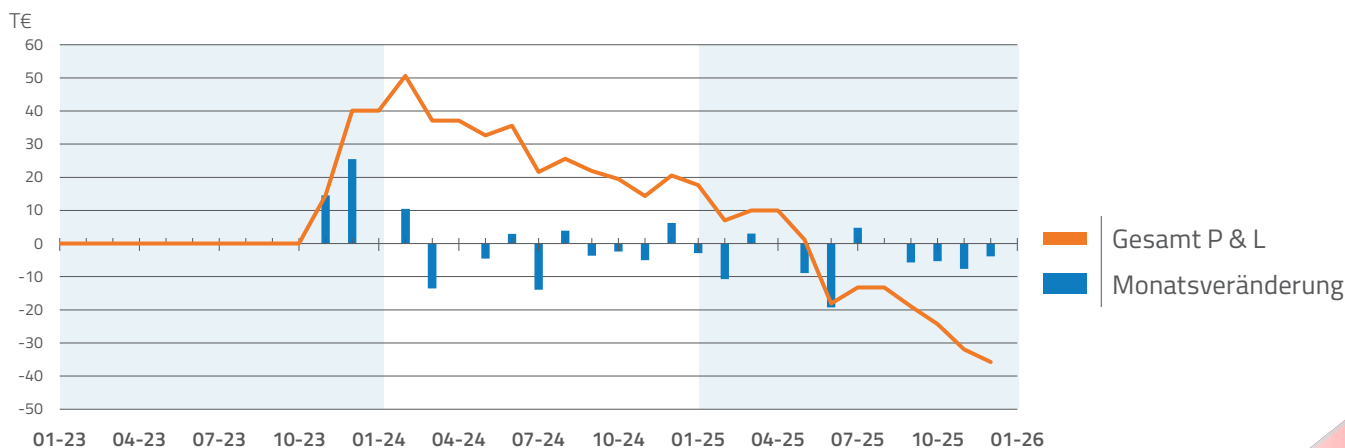


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2026

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-Trigger „Price-Cap“ und „Price-Floor“.

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

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

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

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

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

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

Schritt 4: Fixierung der Tranche

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

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

Anhänge

Disclaimer / Impressum

Herausgeber:

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

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

Geschäftsführer Stefan Küster und Dennis Warschewitz.

Marktdaten bereitgestellt von ICE Data Services

Risikohinweise

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

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

Keine Anlageberatung

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

Haftungsausschluss

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

Nutzungsbedingungen / Disclaimer

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

1. Haftungsbeschränkung EnerChase

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