

Musterportfolio 100

Strom

Management Summary

Der Nahostkonflikt ist am Wochenende wieder zur militärischen Realität übergegangen, mit Angriffen auf iranische Startrampen, Vergeltungsraketen auf US-Basen in Jordanien und einem weiteren Tankerangriff nahe Hormus, womit eine Deeskalation weiterhin nicht in Sicht ist. Gleichzeitig verschärft der Start der norwegischen Herbstwartungen die physische Angebotslage in einer Phase, in der die europäischen Gasspeicher saisonal deutlich unter dem üblichen Niveau liegen, was eine mögliche Einspeicherfreigabe für den Trading Hub Europe als zusätzliches, faktisch preisunabhängiges Kaufsignal in den Raum stellt. Zusätzlichen Auftrieb liefern die unterdurchschnittliche französische Kernkraft-verfügbarkeit sowie die nun beginnende Beschlussphase der ETS-Reform vor der Ende September fälligen EUA-Compliance-Frist. Konjunkturrell bleibt das Bild stützend für die Energienachfrage, mit anziehender Industriekonjunktur in den USA und Europa, während sich China zweigeteilt zeigt. Charttechnisch bestätigen alle drei Strom Frontjahre ihre intakten Aufwärtstrends mit neuen Verlaufshochs. Angesichts des insgesamt klar bullischen Gesamtbilds schließen wir wie angekündigt heute die September-Tranche mit der Benchmark und zusätzlich die Oktober-Tranche jeweils zum Settlementpreis.

Beschaffungstelegramm Cal 27: 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung aktiviert +++ 3 Tranchen sind zur Beschaffung freigegeben +++ letzte Tranchen-Fixierung am 03.08.2026 +++ letzter Fixierungspreis: 101,83 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 85,04 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 117,08 €/MWh (Schlusskurs 31.08.2026) +++ aktuelle Hedge-Quote 89 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

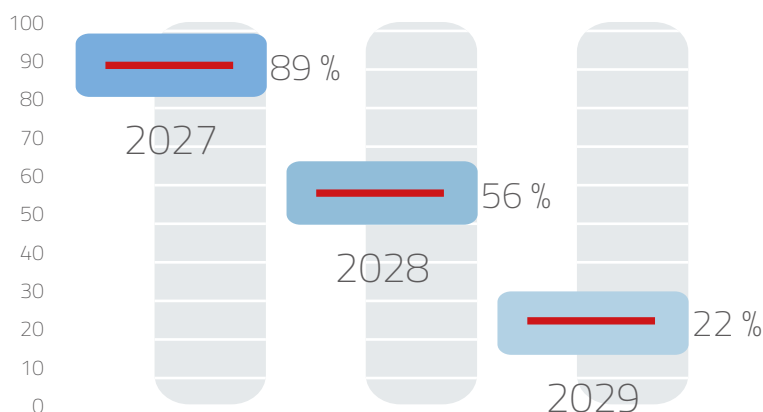
Inhalt

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: Der stärkste Preisanstieg im Euroraum seit 2023 setzt in dieser ansonsten robusten Konjunkturwoche einen ungewohnten Akzent. Die Verbraucherpreise kletterten im August auf 3,3 Prozent, nach 2,9 Prozent im Juli, getrieben von den nahostbedingt gestiegenen Energiekosten. Auf der Industrieseite überwiegen dagegen die positiven Signale: Der finale HCOB-Einkaufsmanagerindex für die Eurozone stieg im August auf 52,7 Punkte, wobei Deutschland mit 54,3 Punkten den höchsten Stand seit Januar 2022 markierte. In den USA bestätigte der ISM Manufacturing PMI mit 55,6 Punkten im Juli das kräftigste Industriewachstum seit über vier Jahren, unterstützt von einer erstmals seit 18 Monaten wieder steigenden Beschäftigung. Die August-Daten folgen im Tagesverlauf. China bleibt zweigeteilt: Der offizielle NBS-Index verharrte im August bei 49,8 Punkten unterhalb der Wachstumsschwelle, wenn auch leicht verbessert gegenüber Juli, während allein der High-Tech-Teilindex mit 52,9 Punkten Stärke zeigte. Der exportorientierte RatingDog-Index, vormals Caixin, zeichnete ein freundlicheres Bild und kletterte auf ein Zweimonatshoch, getragen von der schnellsten Zunahme der Exportaufträge seit sechs Monaten. Unter dem Strich bleibt die Industriekonjunktur in den westlichen Volkswirtschaften eine verlässliche Stütze für die Energienachfrage, während die anziehende Teuerung im Euroraum die geldpolitische Debatte neu befeuern dürfte.

Fundamental: Nach rund einem Monat ist der Nahostkonflikt am Wochenende wieder von der Drohung zur militärischen Realität übergegangen: Das US-Militär griff zwei Startrampen auf der iranischen Insel Larak an, die Revolutionsgarden antworteten mit ballistischen Raketen auf zwei US-Basen in Jordanien, die laut jordanischem Militär vollständig abgefangen wurden. Hinzu kamen ein bislang unbestätigter Minentreffer auf einen Supertanker sowie ein weiterer Tankerangriff nahe des omanischen Khasab mit drei Projektilen und unverletzter Besatzung, während US-Präsident Trump mit einem Angriff auf die iranische Ölexportinsel Kharg drohte. Das vorläufige Rahmenabkommen zwischen Iran und Oman zur Öffnung der Meerenge bleibt ohne US-Zustimmung wertlos, eine kurzfristige Deeskalation ist damit nicht in Sicht. Auf der Angebotsseite verschärft der Start der norwegischen Herbstwartungen die Lage zusätzlich, die Exportnominierung liegt deutlich unter dem Vorwochenniveau, und das in einer Phase, in der die europäischen Gasspeicher mit rund 65 Prozent saisonal deutlich unter dem üblichen Niveau liegen. Die nun diskutierte mögliche Einspeicherfreigabe für den Trading Hub Europe durch die Bundesregierung wäre in der Folge wie ein zusätzliches, faktisch preisunabhängiges Kaufsignal. Auf der Stromseite bleibt Frankreichs Kernkraftverfügbarkeit mit 53,5 Prozent unterdurchschnittlich, zudem hat EDF die Wiederinbetriebnahme von Belleville 2

nach einer automatischen Abschaltung um zehn Tage auf den 10. September verschoben. Bei den EUAs trifft Italiens Forderung nach einer Reform des Emissionshandels nun auf die tatsächlich beginnende Beschlussphase: Der ENVI-Ausschuss des Europäischen Parlaments berät ab heute erstmals über die ETS-Reform. Davon losgelöst rückt zusätzlich die Ende September fällige Compliance-Frist näher, die für sich genommen für anhaltenden Kaufdruck spricht.

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Mit den jüngsten Nahost-Eskalation hat sich der Kaufdruck bei allen drei betrachteten Strom Frontjahren Base noch einmal deutlich erhöht und die Höchststände werden weiter ausgebaut. Das bullische Gesamtbild wird somit klar bestätigt.

Nach einer kurzzeitigen Konsolidierung im Bereich von 113 Euro/MWh hat das **Strom Cal 27 Base** nach dem Verlaufstief bei 113,30 Euro/MWh wieder stark an Fahrt aufgenommen und notiert aktuell bei rund 117,70 Euro/MWh. Damit rückt die nächste runde Marke bei 120 Euro/MWh in greifbare Nähe und der übergeordnete Aufwärtstrend, der seit Februar 2024 intakt ist, wird klar bestätigt

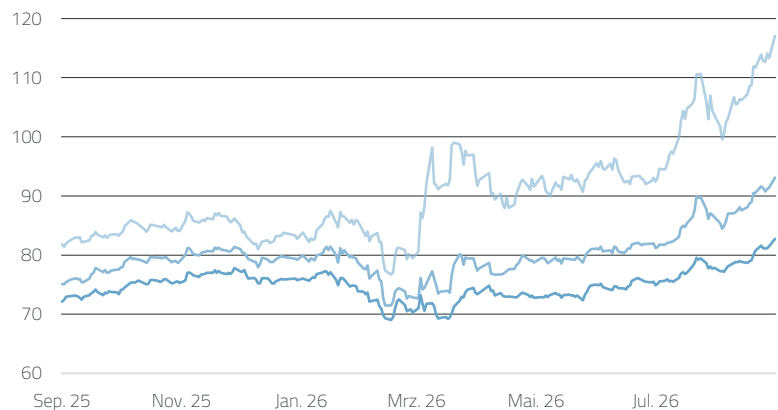
(Fortsetzung auf nächster Seite)

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)

(Fortsetzung)

Seit Juni 2025 befindet sich der Kontrakt zudem in einem Golden-Cross-Szenario, das vorliegt, wenn die 50-Tage-Linie oberhalb der 200-Tage-Linie notiert und beide gleitenden Durchschnitte eine positive Steigung aufweisen. Kommt es zu Verkaufsdruck, stellt das Verlaufstief bei 113,30 Euro/MWh eine erste Support-Marke dar. Darunter befindet sich beim ehemaligen Verlaufshoch bei 110,67 Euro/MWh eine weitere relevante Unterstützungsmarke. Kommt es zu stärkerem Verkaufsdruck, stellt der Verlaufstief bei 105,50 Euro/MWh im Zusammenspiel mit der steileren Aufwärtstrendgeraden bei aktuell 105,96 Euro/MWh einen markanten Auffangbereich dar.

Auch das **Strom Cal 28 Base** bestätigt das bullische Bild: Der übergeordnete Aufwärtstrend, der seit Mitte Februar intakt ist und sich durch eine Abfolge steigender Hochs und steigender Tiefs auszeichnet, wird durch den jüngsten Ausbruch über das Verlaufshoch bei 91,59 Euro/MWh erneut bestätigt. Der Jahres-Future nähert sich damit der nächsten 5er-Marke bei 95 Euro/MWh. Seit Mai untermauert zusätzlich ein Golden-Cross-Szenario den positiven Trend. Kommt es nach der Rally zu Verkaufsdruck, bieten das jüngste Verlaufstief bei 90,72 Euro/MWh und nachgelagert das Juli-Hoch bei 89,89 Euro/MWh erste Support-Marken. Darunter

liegen die nächsten markanten Unterstützungsmarken beim mittleren Bollinger Band bei aktuell 89,11 Euro/MWh, dem Verlaufstief bei 87,66 Euro/MWh und der grün gestrichelten Aufwärtstrendgeraden bei aktuell 86,61 Euro/MWh in Kombination mit der 50-Tage-Linie bei aktuell 86,34 Euro/MWh.

Das **Strom Cal 29 Base** zeigt sich ebenfalls weiter bullish: Der Aufwärtstrend, der seit der Ausprägung des Doppelbodens intakt ist, wird durch den jüngsten Ausbruch über das Verlaufshoch bei 81,59 Euro/MWh erneut bestätigt. Der Jahres-Future nähert sich damit der nächsten 5er-Marke bei 85 Euro/MWh. Seit Juli untermauert zusätzlich ein Golden-Cross-Szenario den positiven Trend. Kommt es nach der Rally zu Verkaufsdruck, bietet das Verlaufstief bei 81,18 Euro/MWh eine erste wichtige Unterstützungsmarke. Darunter bilden die psychologische Marke bei 80 Euro/MWh, das mittlere Bollinger Band bei aktuell 79,85 Euro/MWh und das ehemalige Verlaufshoch bei 79,54 Euro/MWh einen Kumulations-Support. Darunter liegen die nächsten markanten Unterstützungsmarken auf dem Verlaufstief bei 78,68 Euro/MWh, sowie der 50-Tage-Linie bei aktuell 78,04 Euro/MWh und der grün gestrichelten Aufwärtstrendgeraden bei aktuell 77,42 Euro/MWh.

Fazit (Charttechnik): Das übergeordnete Bild bleibt in allen drei Lieferjahren bullish und wurde

erneut bestätigt. Kräftige Rücksetzer bleiben vorerst aus. Gewinnmitnahmen bieten daher eine Gelegenheit zur Absicherung, bei einem stärkeren Preiserutsch können sich weitere Einstiegspunkte für zusätzliche Tranchenkäufe ergeben.

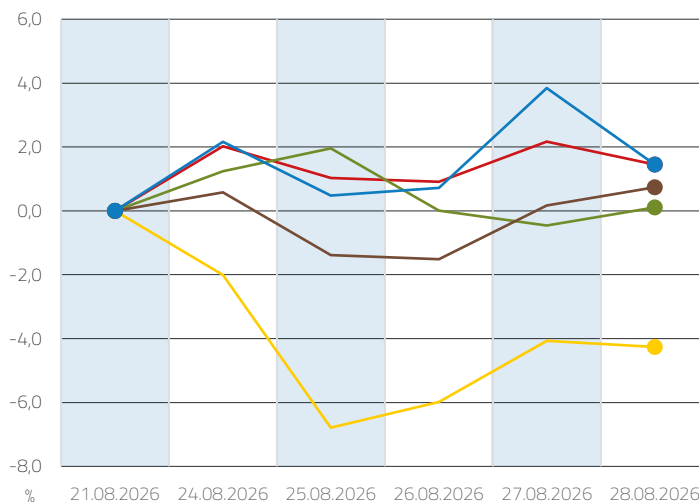
Portfolioausrichtung: Die Gemengelage aus erneuter militärischer Eskalation im Nahen Osten, beginnender norwegischer Wartungssaison und einer für die Jahreszeit ungewöhnlich niedrigen Speicherfüllung spricht für anhaltenden Kaufdruck. Nach oben gerichtete Risiken überwiegen: Ein bestätigter Minenvorfall in der Straße von Hormus, eine Umsetzung von Trumps Kharg-Drohung oder eine Einspeicherfreigabe für den Trading Hub Europe durch die Bundesregierung sind Beispiele, welche die Rally zusätzlich befeuern könnten. Chancen auf Preisrücksetzer bestehen vor allem in Form kurzfristiger Entspannungssignale zwischen den Konfliktparteien, wie sie in den vergangenen Monaten wiederholt aufgetreten sind, sowie in einem laut NOAA wahrscheinlichen milderen Winter durch das ausgeprägte El-Niño-Phänomen. Doch diese sind nicht garantiert und würden auch die bullischen Themen nicht vollständig egalalisieren. Angesichts dessen bleibt das Bild insgesamt klar bullish, sodass wir wie angekündigt heute die September-Tranche mit der Benchmark und zusätzlich die Oktober-Tranche zum Settlementpreis schließen.

Markt- entwicklung

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

● Strom
● CO₂
● Gas
● Kohle
● Brent

Energiemarktentwicklung KW 36



Markt- rückblick

Für Montagabend der vergangenen KW 35 hatte US-Finanzminister Scott Bessent seinen selbst getauften „Economic D-Day“ angekündigt, die Verhängung der nach eigener Darstellung härtesten je verhängten Iran-Sanktionen. Die Energiemärkte reagierten zunächst mit Kaufinteresse, dann mit einem Achselzucken. Nach der Rede drehte die Stimmung binnen Stunden. „Buy the rumor, sell the fact“ lautete die treffende Zusammenfassung für eine KW 35, in der die eigentlichen Preistreiber deutlich leiser daherkamen: eine Falscheinschätzung bei den deutschen Gasspeicherprognosen, der Start der norwegischen Wartungssaison und ein Ölfluss durch die Straße von Hormus, der sich vorsichtig erholt, während beim Gas kaum etwas durchkommt.

Am Golf bewegte sich einiges, ohne dass sich am Grundproblem etwas änderte. Bereits am Montagabend feuerte die Huthi-Miliz eine Rakete auf den saudischen Öltanker Amzan vor dem saudischen Hafen Yanbu ab, während der Iran zeitgleich 46 Schiffen, darunter mehreren

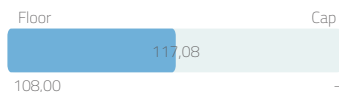
LNG-Tankern, mit Beschlagnahmung drohte. Im Wochenverlauf einigten sich der Iran und der Oman grundsätzlich auf eine Teilung der Einnahmen aus dem Schiffsverkehr durch die Meerenge, was am Mittwoch für einen kurzzeitigen Gap-Down bei Gas und Strom sorgte. Die Erholung folgte schnell, denn die USA lehnen Teile der Vereinbarung ab und wollen iranischen Kriegsschiffen die Durchfahrt weiterhin verwehren. Auf physischer Ebene zeigte sich eine Zweiteilung: Die Öltransporte durch Hormus legten auf 6 bis 8 Millionen Barrel pro Tag zu, rund die Hälfte des Vorkriegsniveaus, angeführt von Katar und Kuwait, deren gemeinsame Exporte laut Händlern bereits wieder 70 Prozent des Vorkriegsniveaus erreichen. Beim LNG bleibt die Lage dagegen festgefahren: QatarEnergy verlängerte die Force-Majeure-Erklärung für Lieferungen an die italienische Edison bis zum 4. November, womit sich die Zahl ausgefallener Ladungen auf 29 summiert.

Auch bei der Gasversorgung musste nachjustiert werden. Der Marktgebietsverantwortliche Trading Hub Europe (THE) räumte ein, die Speicherentwicklung im Sommer zu optimistisch eingeschätzt zu haben, und rechnet nun nur noch mit rund 70 Prozent Füllstand oder weniger vor dem Winter. Geschäftsführer Sebastian Kemper begründete dies gegenüber Bloomberg damit, dass man im Mai noch von einer baldigen Öffnung der Straße von Hormus und entsprechend drehenden Spreads ausgegangen sei, wozu es jedoch nicht gekommen sei. Noch deutlicher fiel die Korrektur des Oxford Institute for Energy Studies aus: Statt der zuvor erwarteten 70 Prozent sieht das OIES die EU- und UK-Speicher zum 1. November nur noch bei 65,5 Prozent, belastet durch ausfallende LNG-Mengen aus Katar und den Emiraten sowie hitzebedingten Mehrverbrauch der Gaskraftwerke. Parallel startete am Samstag Norwegens Wartungssaison mit dem Höhepunkt um den 23. und 24. September, wenn mehrere Felder nahezu zeitgleich ausfallen.

Beschaffungsportfolio Strom

aktuell

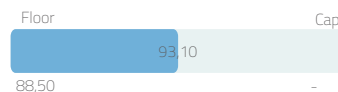
2027



Lieferjahr 2027

32 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 3 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 2 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 30.11. | Hedge-Quote: 89 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 85,04 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 84,70 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 108 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

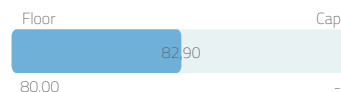
2028



Lieferjahr 2028

20 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 3 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 2 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 30.11. | Hedge-Quote: 56 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 83,96 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 83,76 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 88,5 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2029



Lieferjahr 2029

8 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 3 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 2 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.10. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.12. | Hedge-Quote: 22 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 81,14 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 80,98 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert); Price-Floor bei 80 €/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	30.11.2026	101,83 €/MWh	117,08 €/MWh	108,00 €/MWh	-	aktiviert
2028	30.11.2026	85,26 €/MWh	93,10 €/MWh	88,50 €/MWh	-	aktiviert
2029	31.12.2026	77,30 €/MWh	82,90 €/MWh	80,00 €/MWh	-	aktiviert

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2027	32 von 36	89 GWh	89 %	85,04 €/MWh	84,70 €/MWh	3	2	- 34.722 €
2028	20 von 36	56 GWh	56 %	83,96 €/MWh	83,76 €/MWh	3	2	- 20.472 €
2029	8 von 36	22 GWh	22 %	81,14 €/MWh	80,98 €/MWh	3	2	- 15.639 €

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

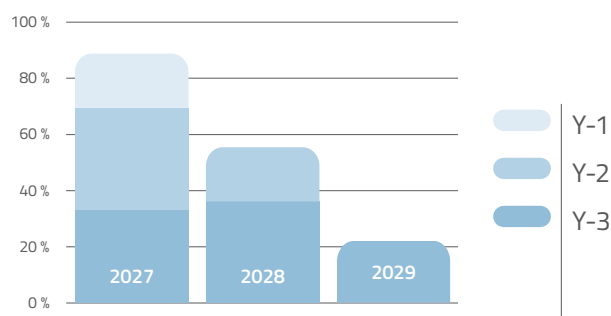
EnerChase vs. Benchmark

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.

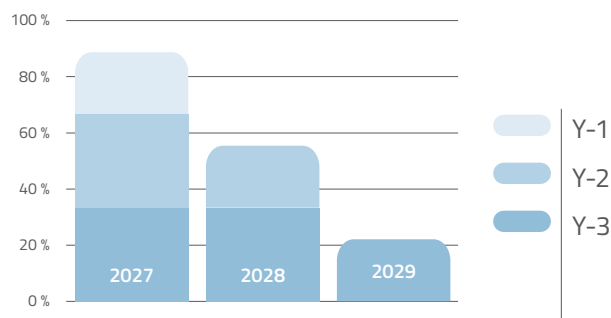
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	89 %	19 %	36 %	33 %
2028	56 %		19 %	36 %
2029	22 %			22 %



Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuell	Y-1	Y-2	Y-3
2027	89 %	22 %	33 %	33 %
2028	56 %		22 %	33 %
2029	22 %			22 %



Aktive Allokation

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

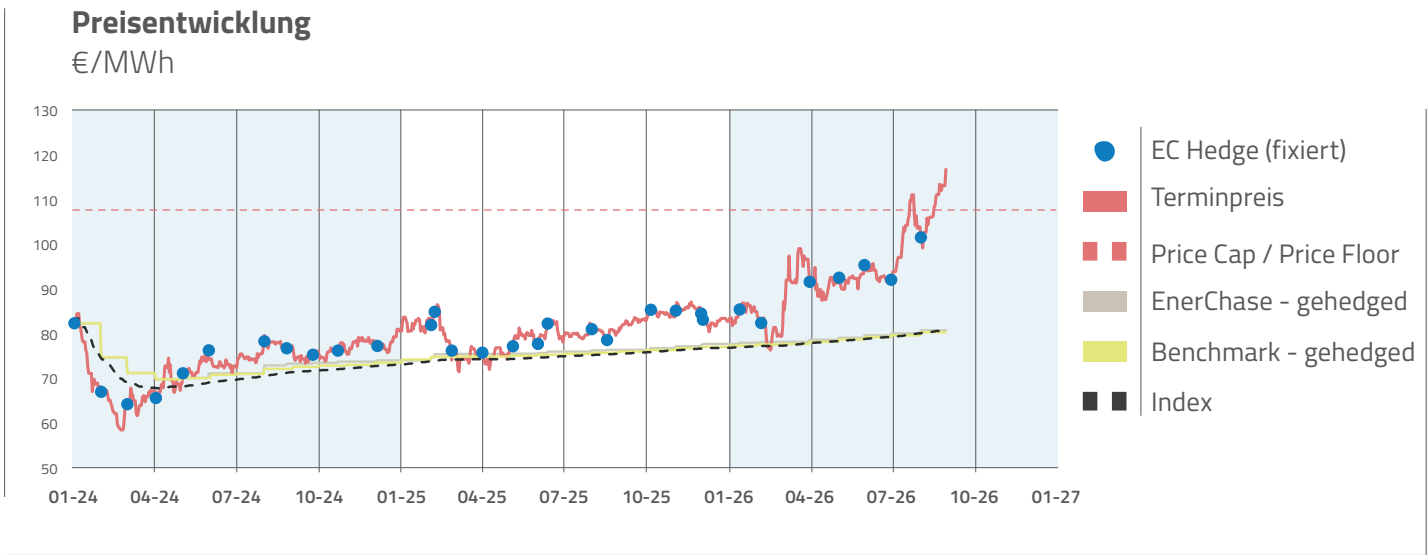
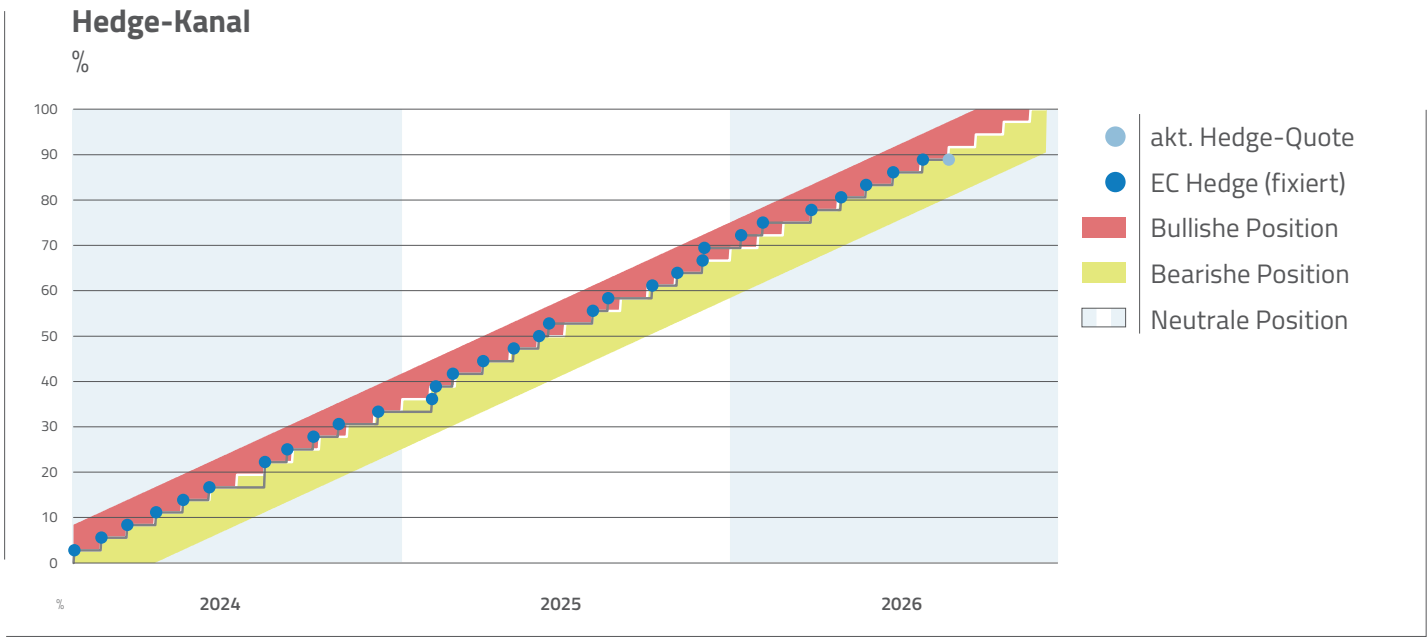


Strom

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	32 von 36	89 GWh	89 %	85,04 €/MWh	84,70 €/MWh	3	2	- 34.722 €

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

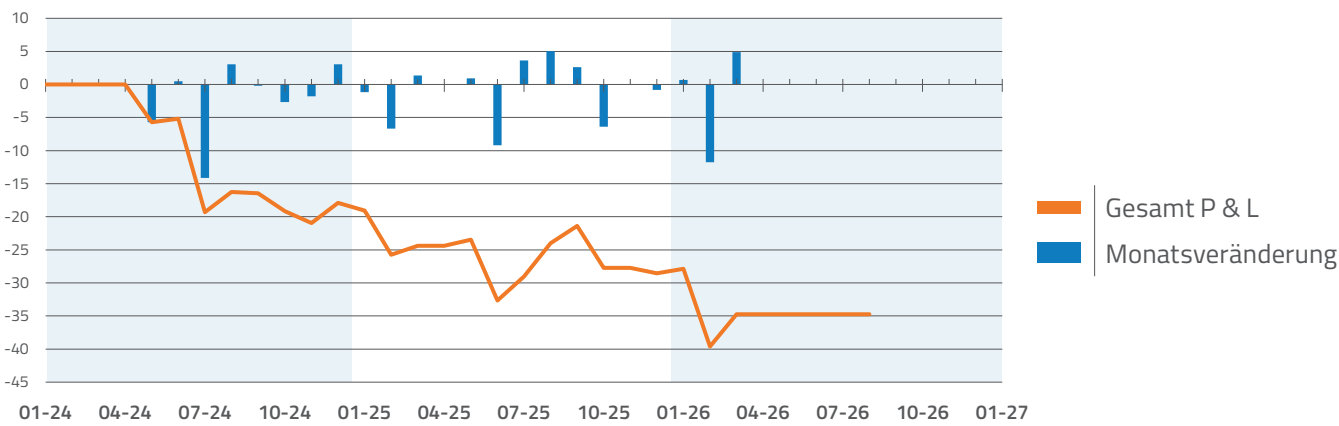
2027

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.

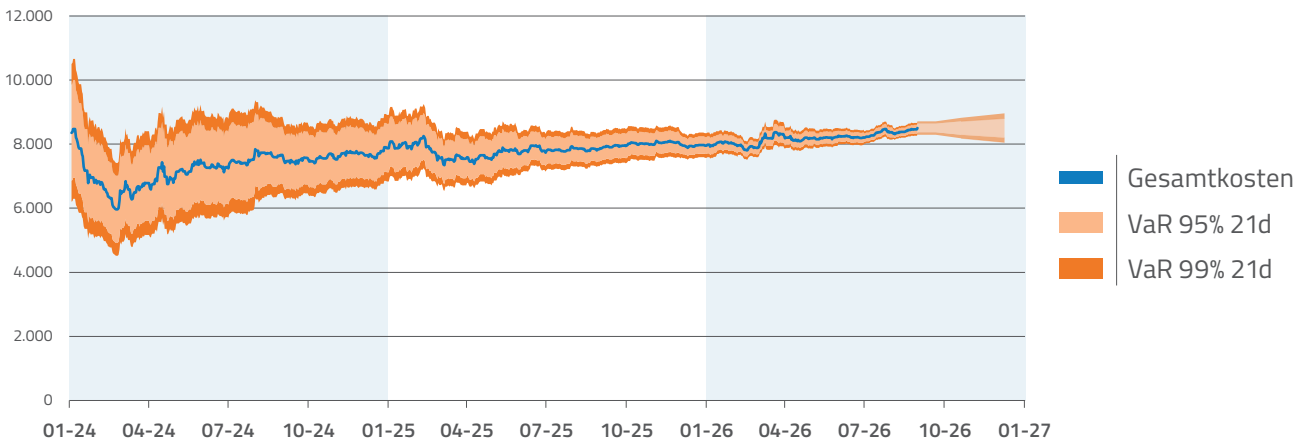
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



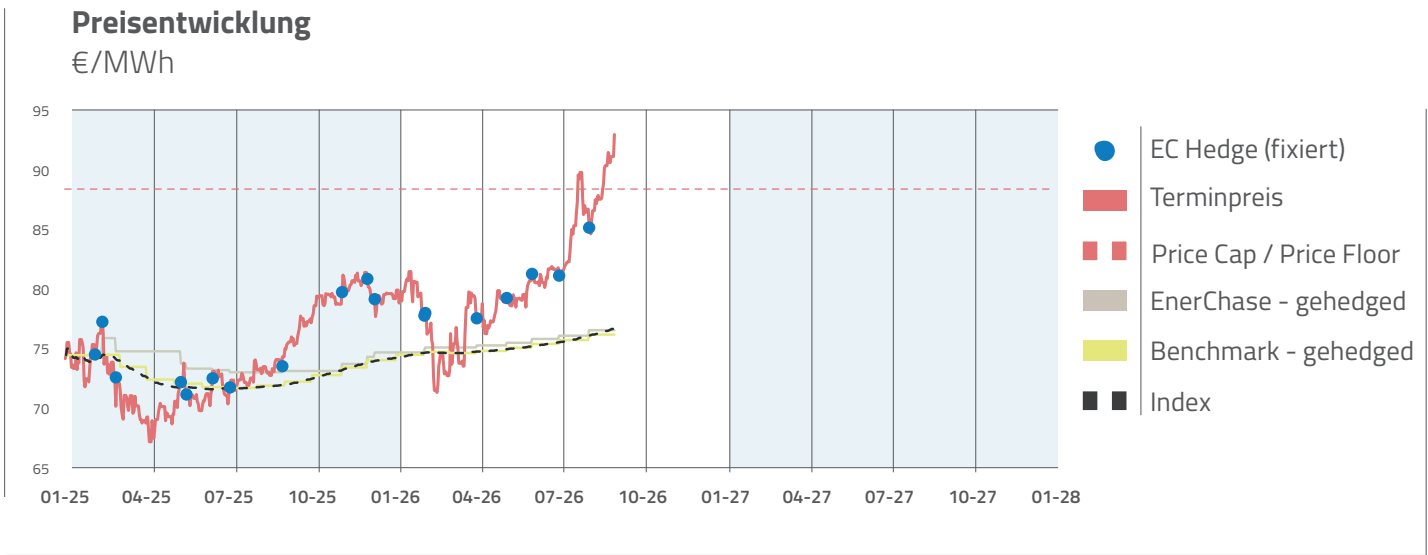
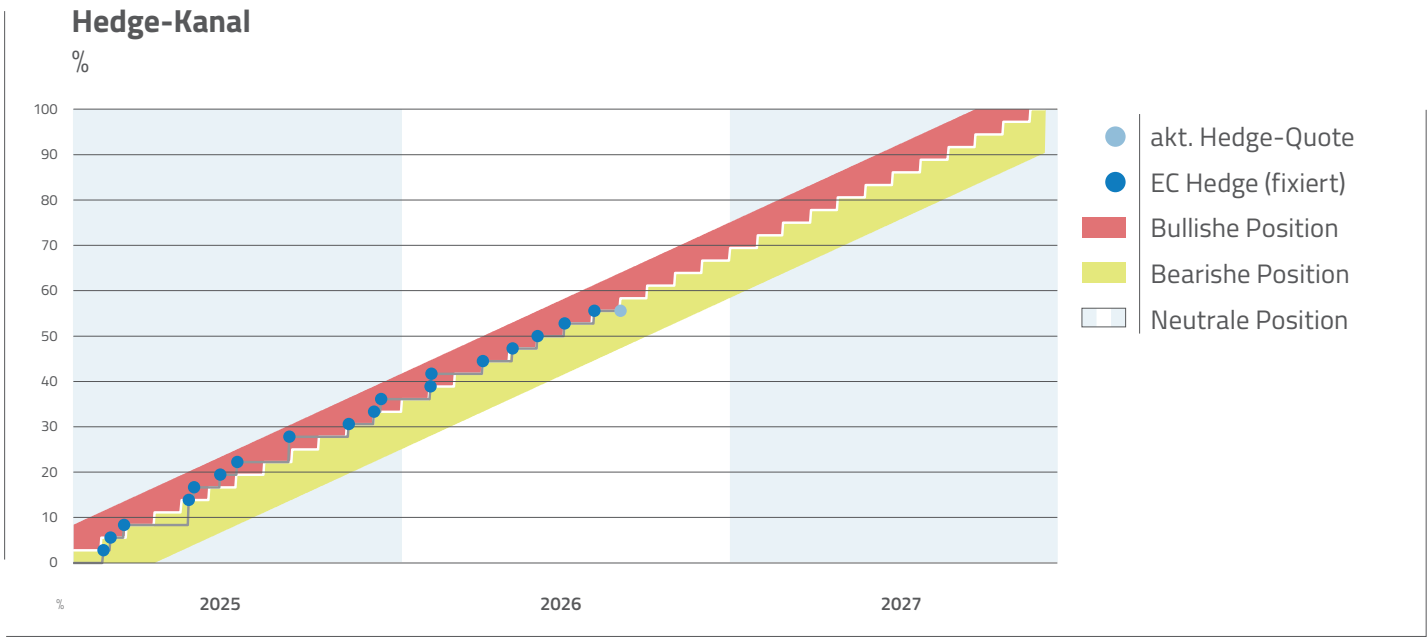
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	8.504 T€	- 34.722 €	8.367 - 8.641 T€ (95%) 8.296 - 8.713 T€ (99%)	8.292 - 8.716 T€ (95%) 8.182 - 8.826 T€ (99%)	8.204 - 8.804 T€ (95%) 8.049 - 8.959 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			104,72 - 129,44 €/MWh (95%) 98,31 - 135,85 €/MWh (99%)	98,01 - 136,15 €/MWh (95%) 88,12 - 146,04 €/MWh (99%)	90,11 - 144,05 €/MWh (95%) 76,13 - 158,03 €/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	20 von 36	56 GWh	56 %	83,96 €/MWh	83,76 €/MWh	3	2	- 20.472 €

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](#)

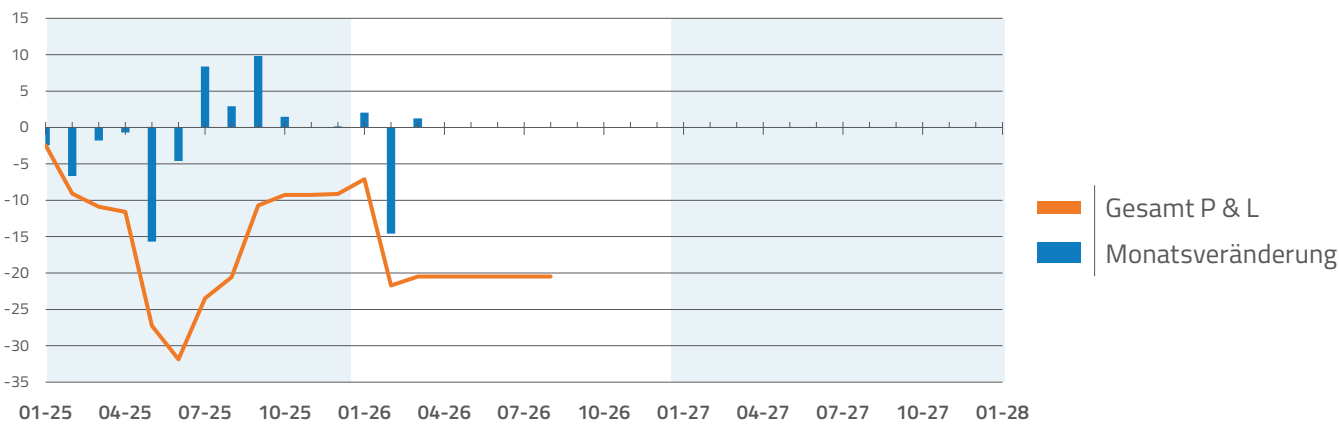
Profit and Loss | Value-at-Risk

2028

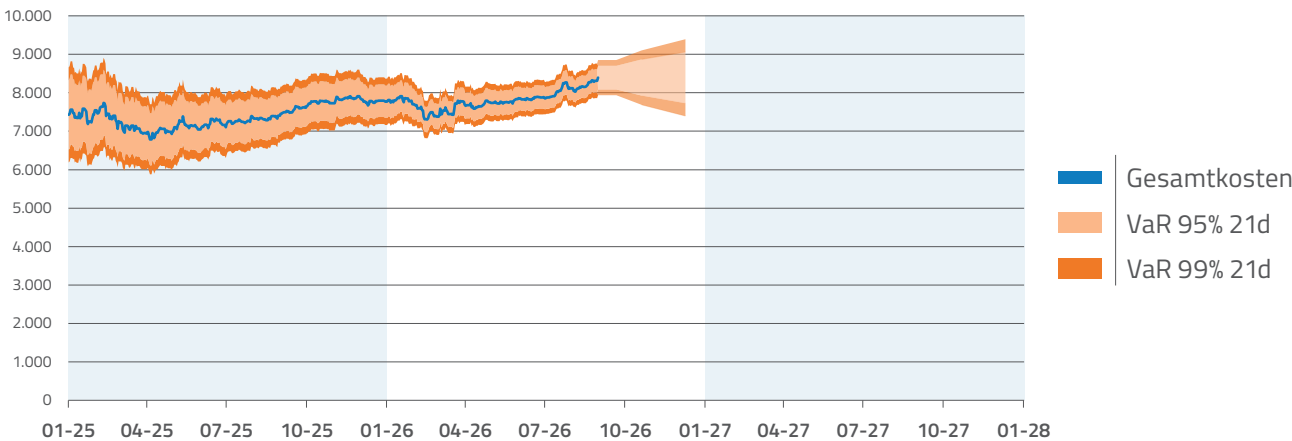
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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€



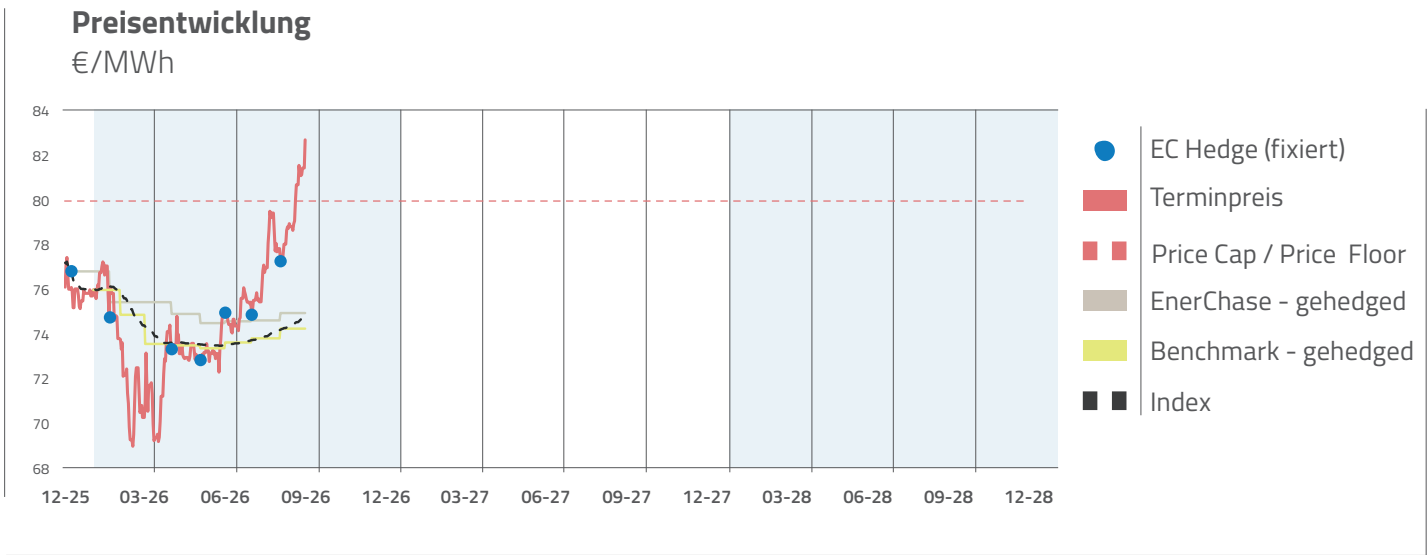
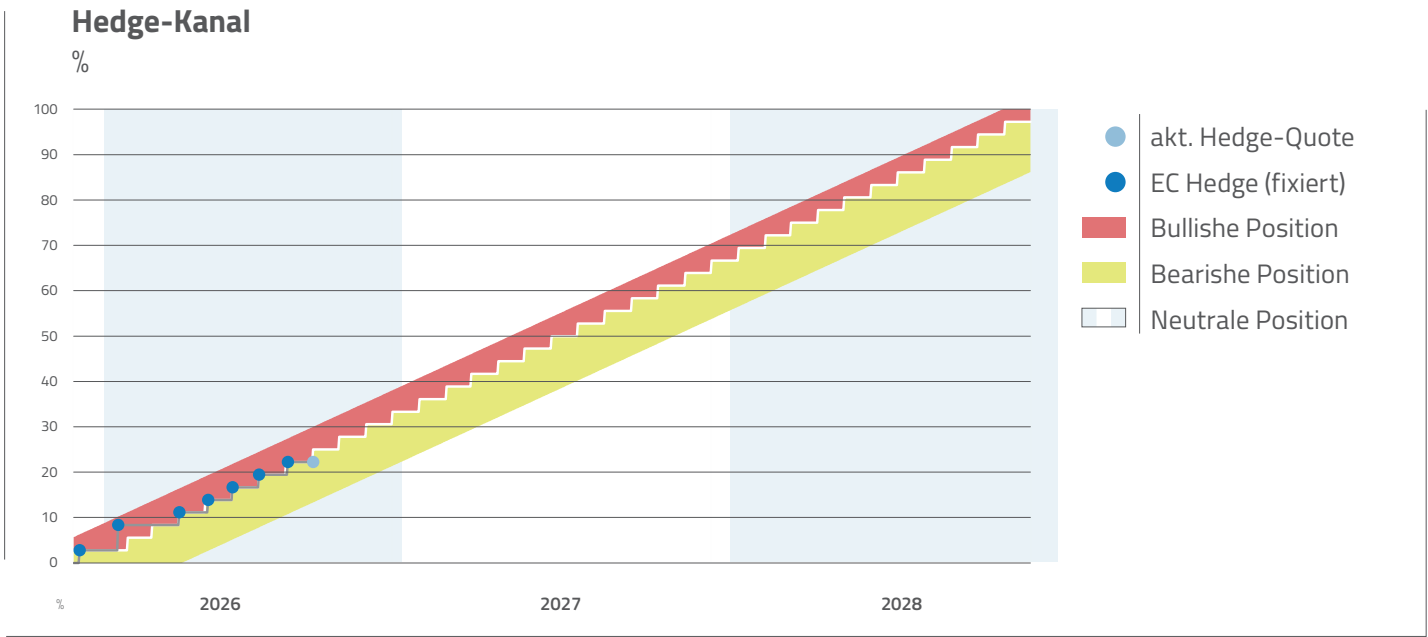
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	8.395 T€	- 20.472 €	8.091 - 8.702 T€ (95%) 7.938 - 8.854 T€ (99%)	7.925 - 8.867 T€ (95%) 7.689 - 9.103 T€ (99%)	7.730 - 9.063 T€ (95%) 7.397 - 9.396 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			86,23 - 99,97 €/MWh (95%) 82,79 - 103,41 €/MWh (99%)	82,50 - 103,70 €/MWh (95%) 77,20 - 109,0 €/MWh (99%)	78,10 - 108,10 €/MWh (95%) 70,61 - 115,59 €/MWh (99%)

Strom

2029

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

zeigt die preisliche Entwicklung gegenüber dem Markt sowie der Benchmark.



Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-Preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2029	8 von 36	22 GWh	22 %	81,14 €/MWh	80,98 €/MWh	3	2	- 15.639 €

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](#)

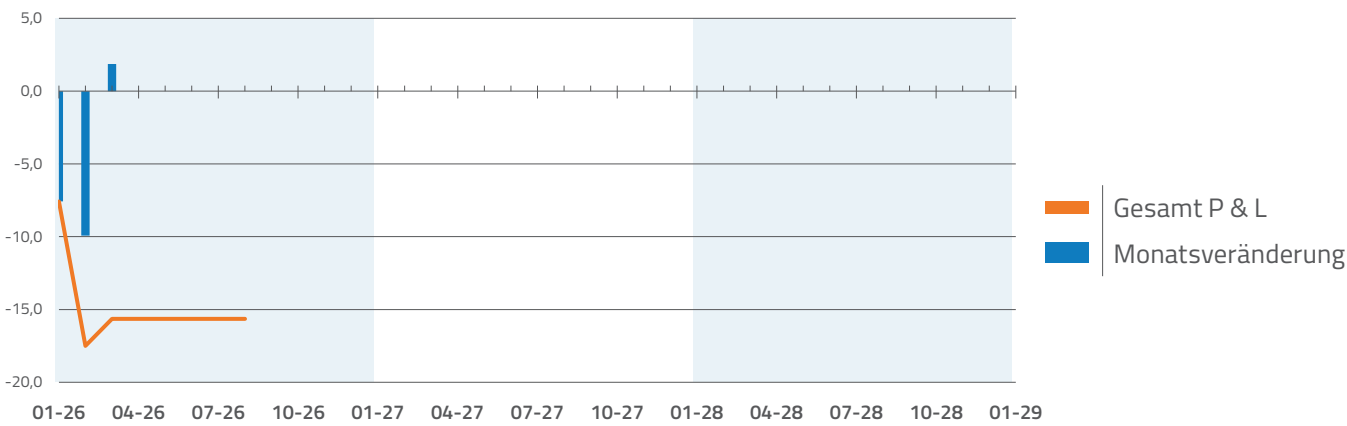
Profit and Loss | Value-at-Risk

2029

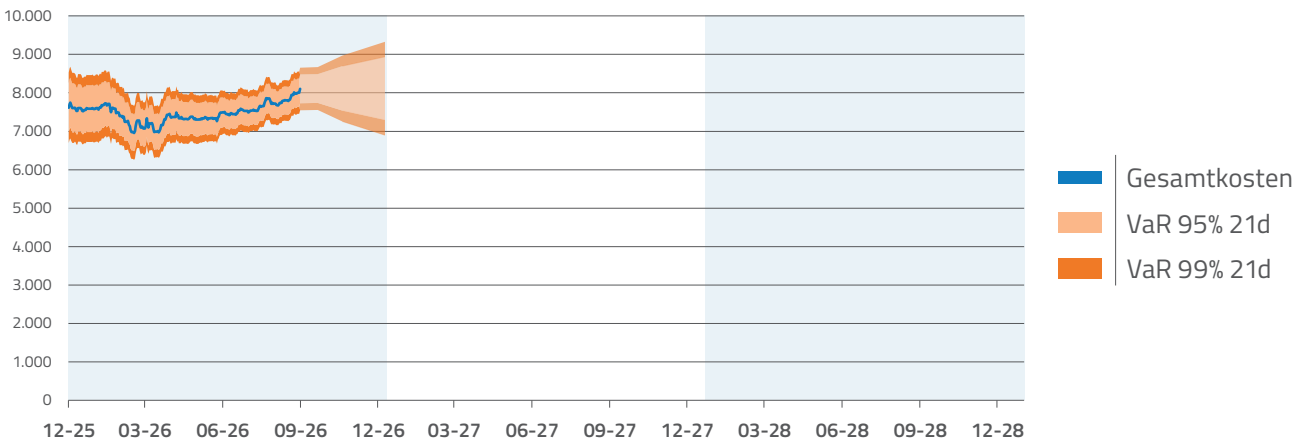
Nachfolgend ist die P&L und Risikobewertung der Gesamtkosten über den gesamten Zeithorizont dargestellt. In der oberen Darstellung befindet sich die Gesamtbewertung gegenüber der Benchmark in orange. In blau ist die Monatsveränderung dargestellt.

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	8.102 T€	- 15.639 €	7.738 - 8.490 T€ (95%) 7.557 - 8.671 T€ (99%)	7.534 - 8.694 T€ (95%) 7.255 - 8.973 T€ (99%)	7.294 - 8.934 T€ (95%) 6.899 - 9.329 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			78,07 - 87,73 €/MWh (95%) 75,74 - 90,06 €/MWh (99%)	75,44 - 90,36 €/MWh (95%) 71,85 - 93,95 €/MWh (99%)	72,35 - 93,45 €/MWh (95%) 67,28 - 98,52 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 85,04 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 89 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 117,08 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.504 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 83,96 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 56 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 93,10 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.396 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2029 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 81,14 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 22 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 82,90 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 8.114 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	81,04	76,65	74,99
enerchase - offene Position	117,08	93,10	82,90
enerchase - gesamt	85,04	83,96	81,14
Benchmark - gesamt	84,70	83,76	80,98
enerchase vs. BM - gesamt*	0,35	0,20	0,16
enerchase - gehedged in Y-1	91,87		
enerchase - gehedged in Y-2	81,36	80,12	
enerchase - gehedged in Y-3	74,36	74,78	74,99

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

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	88,89	55,56	22,22
enerchase - offene Position	11,11	44,44	77,78
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	11,11	44,44	77,78
enerchase vs. BM - offene Position*	0,00	0,00	0,00
enerchase - gehedged in Y-1	19,44		
enerchase - gehedged in Y-2	36,11	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	36,11	22,22

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

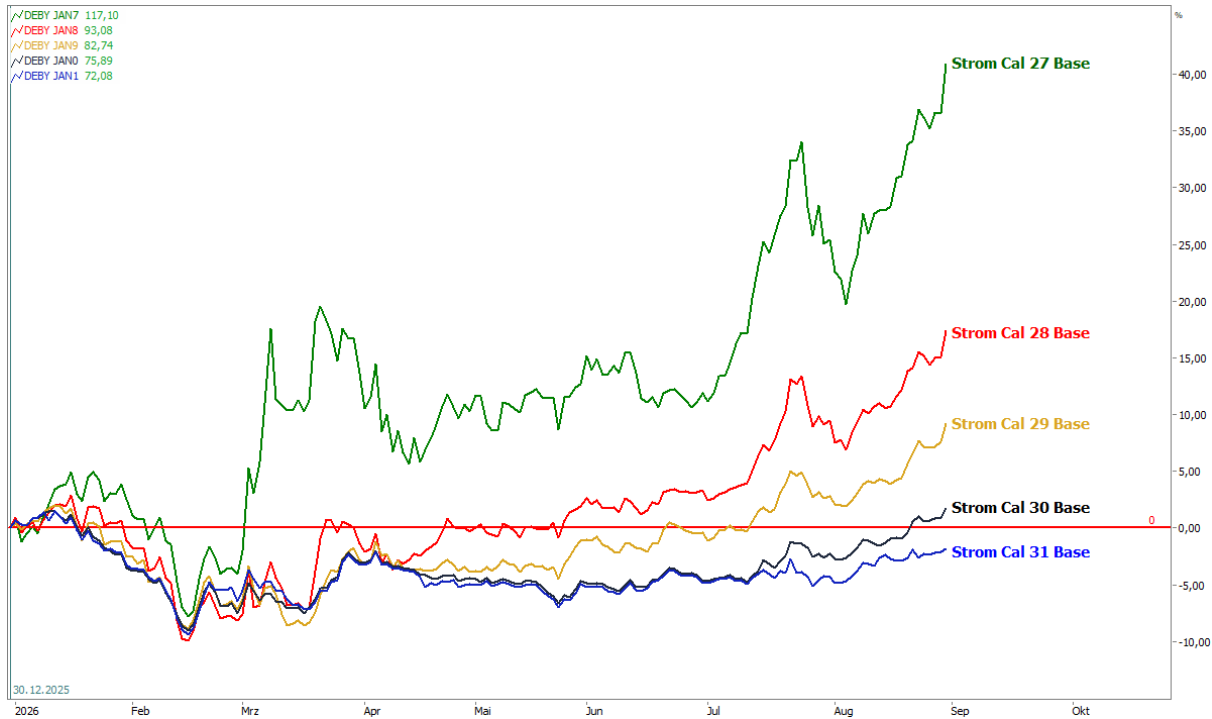
Beschaffungskosten

(in T€)	2027	2028	2029
enerchase - gehedged	7.203	4.258	1.666
enerchase - offene Position	1.301	4.138	6.448
enerchase - gesamt	8.504	8.396	8.114
Benchmark - gesamt	8.470	8.376	8.098
enerchase vs. BM - gesamt*	35	20	16
enerchase - gehedged in Y-1	1.786		
enerchase - gehedged in Y-2	2.938	0	
enerchase - gehedged in Y-3	2.479	2.701	1.666

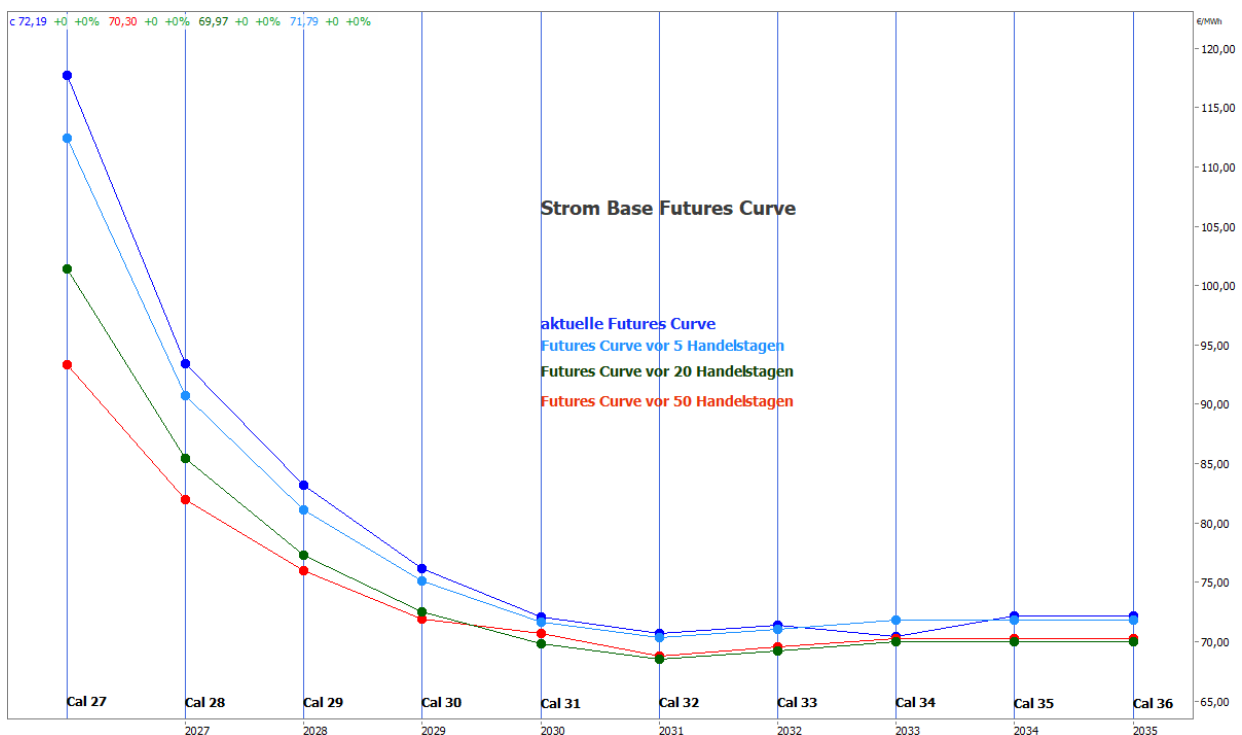
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

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

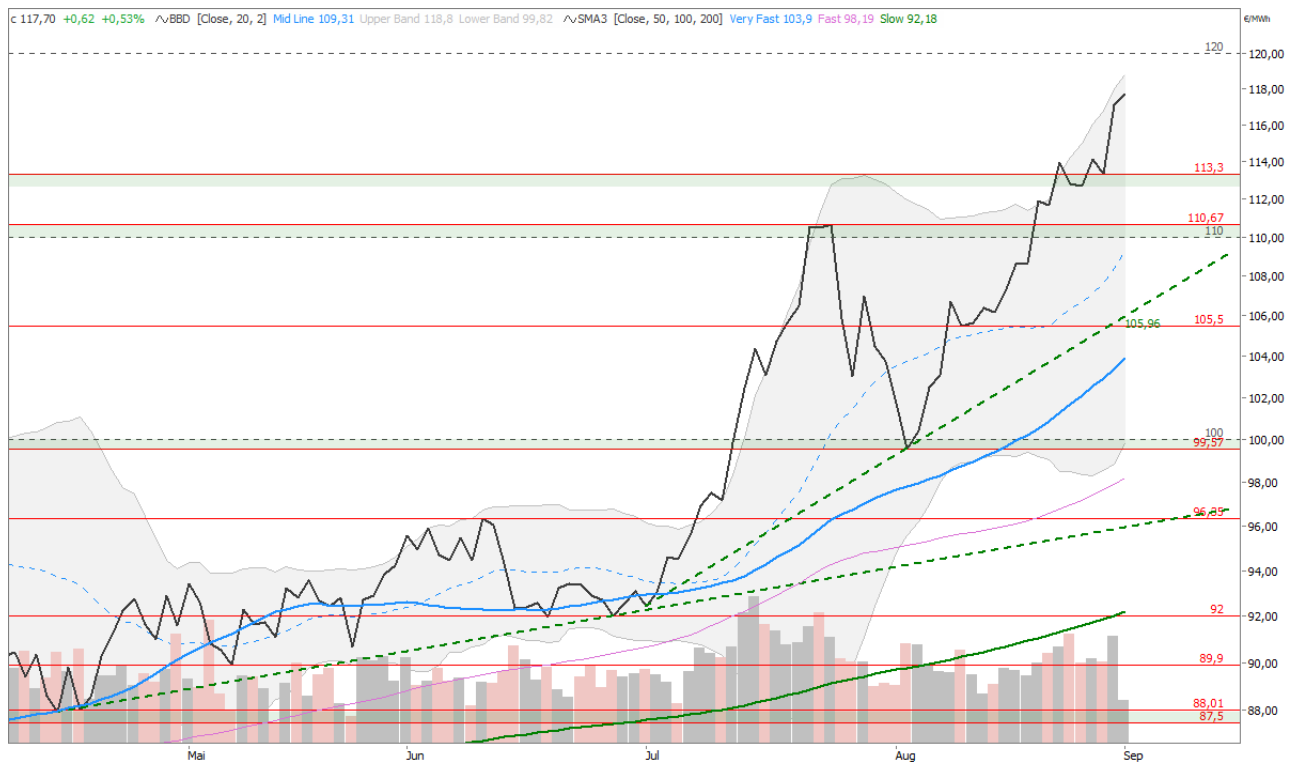


Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 27 Base (EEX)



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



Anhänge

Strom Cal 28 Base (Daily) (EEX)

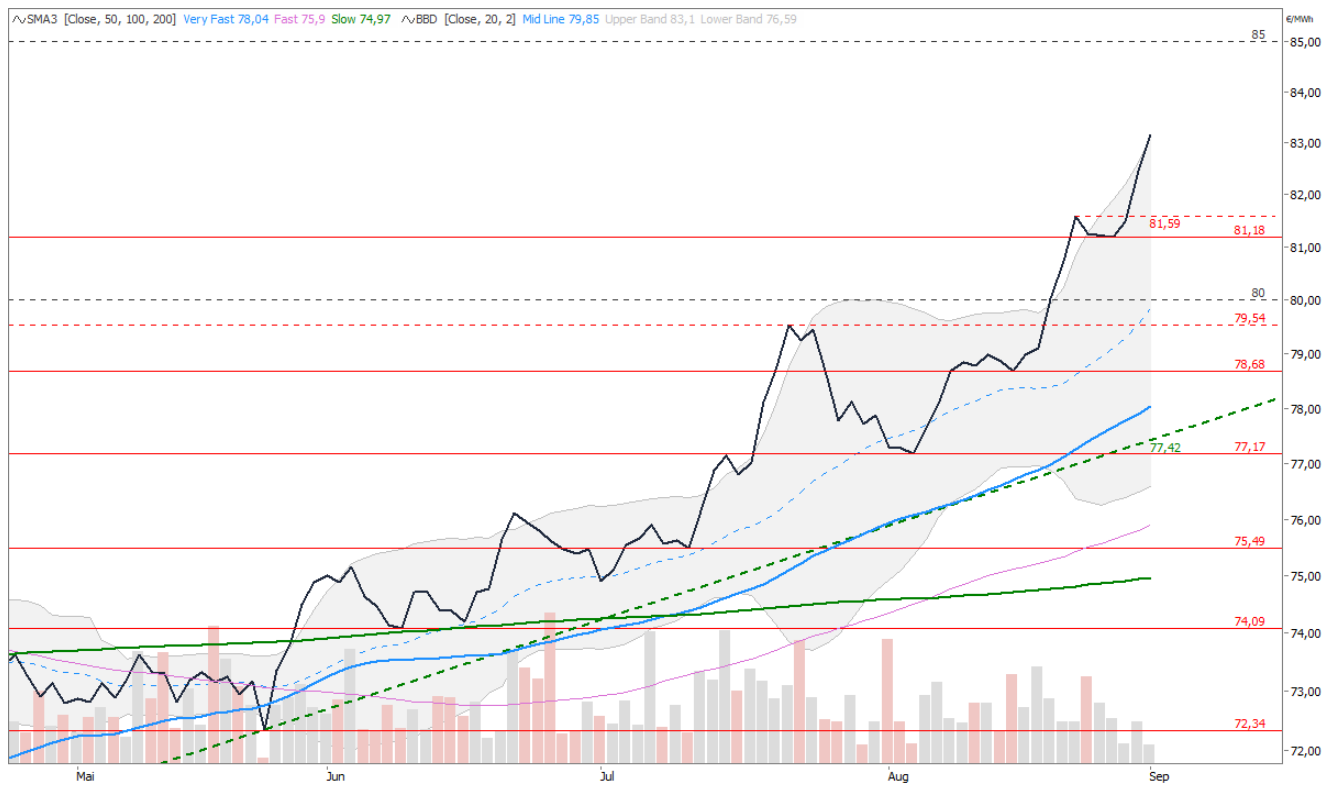


Strom Cal 28 Base (3-Jahreschart) (EEX)



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

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

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

Anhänge

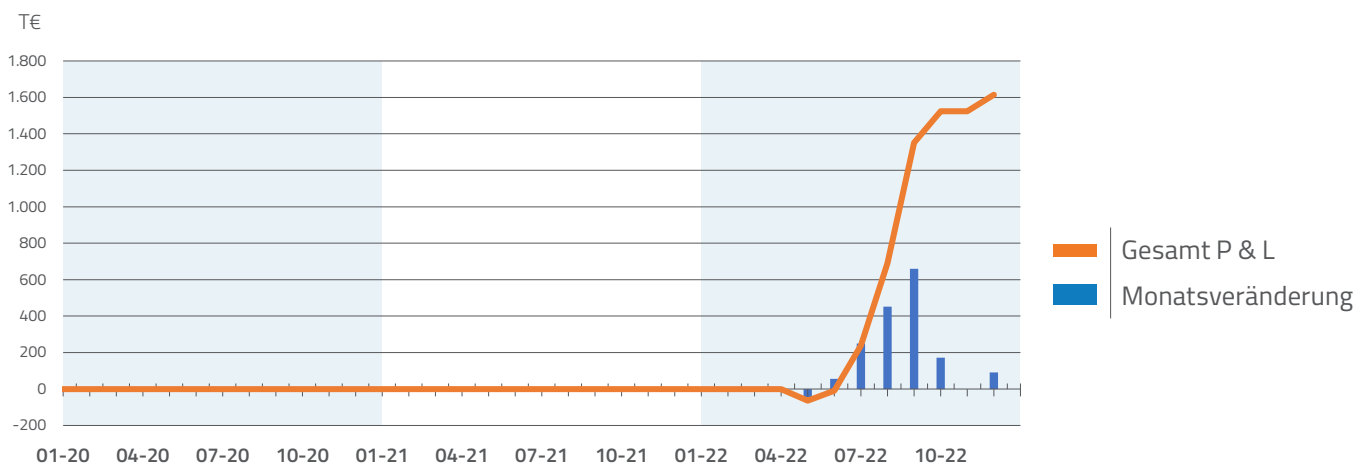
P&L History

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.

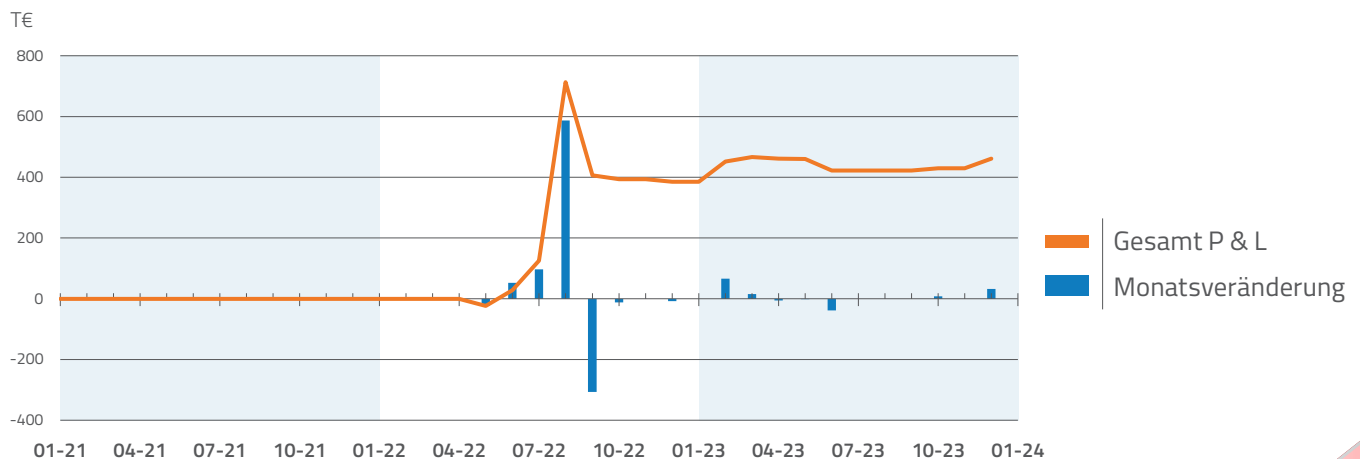


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

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

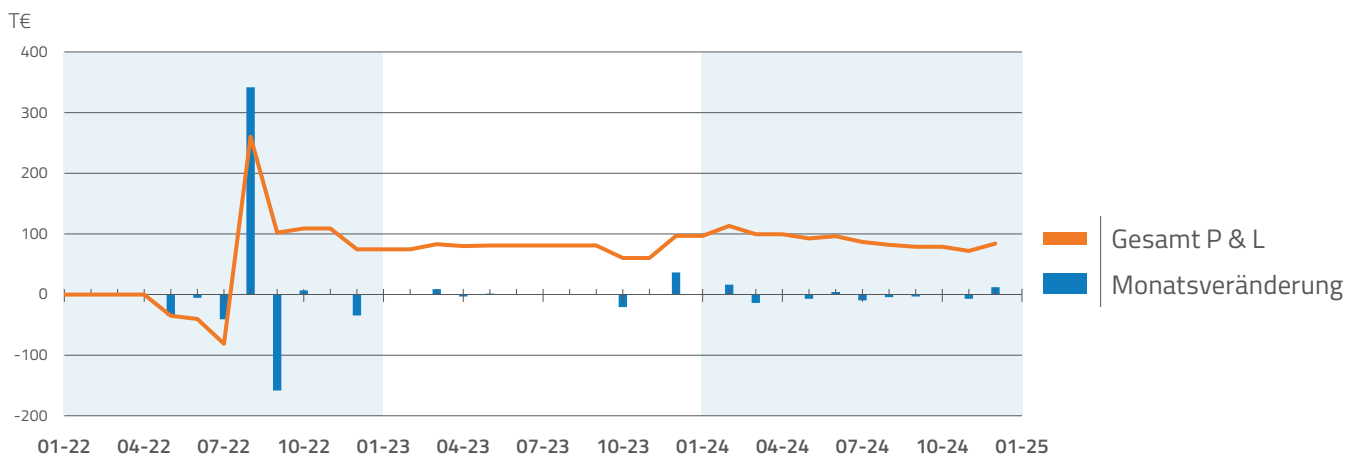
P&L History

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.

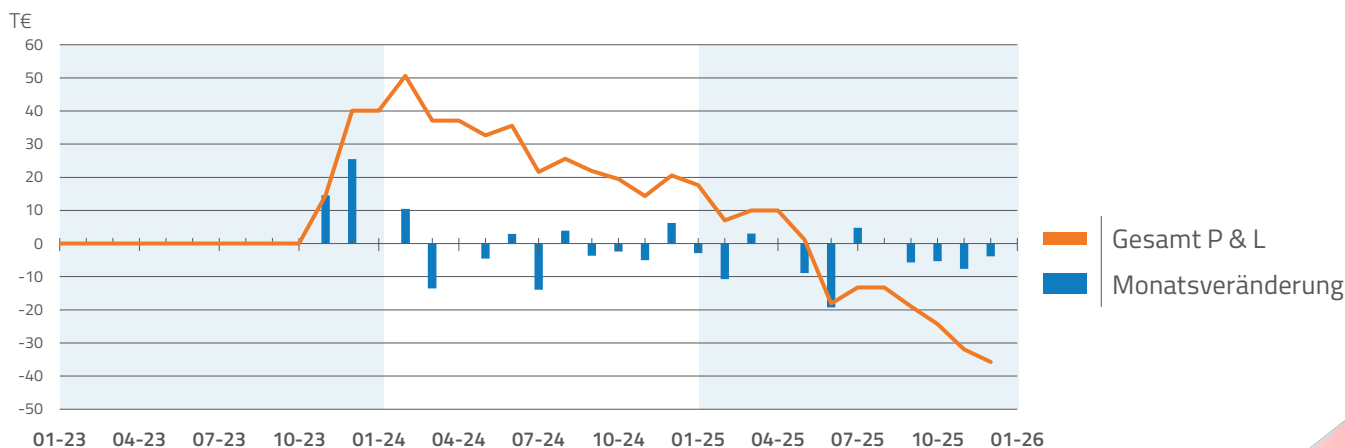


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2026

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