

Musterportfolio 100

Strom



Management Summary

Die jüngsten PMI-Daten zeigen weder eine Kräftigung noch eine Verlangsamung der weltweiten Industrieaktivität. Für die Finanz- und damit die Rohstoffmärkte sind die Zahlen also in Summe als neutral einzustufen. Fundamental präsentieren sich die europäischen Energiemärkte weiterhin gespalten. Unter dem Strich stehen die Stromnotierungen zwischen dem schwachen Gasmarkt und robusten EUAs. Charttechnisch konnte beim Strom Cal 27 Base der langfristige Aufwärtstrend nicht mehr fortgesetzt werden, das Cal 28 Base und Cal 29 Base bleiben dagegen in intakten Aufwärtstrends. Beim Lieferjahr 2027 haben wir den jüngsten Preisrücksetzer genutzt und die Januar-Tranche vorzeitig geschlossen. Für die Lieferjahre 2028 und 2029 wollen wir die Januar-Tranche ebenfalls auf Basis der aktuellen Setups vorzeitig schließen.

Beschaffungstelegramm Cal 26: Beschaffung beendet +++ letzte Tranchen-Fixierung am 11.11.2025 +++ letzter Fixierungspreis: 88,2 €/MWh +++ aktueller Portfolio-Preis (gesamt): 93,45 €/MWh +++ aktueller Marktpreis: 85,3 €/MWh (Schlusskurs 02.12.2025) +++ aktuelle Hedge-Quote 100 % +++ Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral +++ mehr Details auf den folgenden Seiten +++

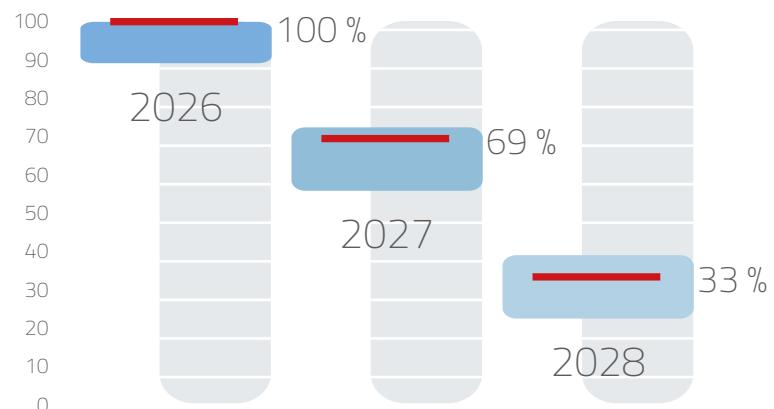
Inhalt

1. Markteinschätzung	02
2. Marktentwicklung	04
3. Aktuelles Beschaffungsportfolio	05
4. Taktische Allokation	06
5. Lieferjahr 2026 im Detail	07
6. Lieferjahr 2027 im Detail	09
7. Lieferjahr 2028 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



Markt-einschätzung (1/2)

Konjunktur: Die Umfrageergebnisse der Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes hielten im November für jeden Geschmack etwas bereit. So stand einem Rückgang des Einkaufsmanagerindex (PMI) in Indien und im Euroraum eine Belebung in Brasilien und in Großbritannien gegenüber, während die USA und China mehr oder weniger seitwärts pendelten. So gesehen kann aus diesen PMI-Daten weder eine Kräftigung noch eine Verlangsamung der weltweiten Industrieaktivität abgeleitet werden. Für die Finanz- und damit die Rohstoffmärkte sind die Zahlen also in Summe als neutral einzustufen. Weniger erfreulich ist die Lage, wenn auf den ISM-Index abgestellt wird. So hat sich nach dieser Umfrage die Stimmung der US-Industriebetriebe im November doch etwas deutlicher verschlechtert, und zwar um 0,5 auf nun 48,2 Punkte. Die Konsenserwartungen in Höhe von 48,6 Punkten wurden damit klar verfehlt. Und nicht nur das, denn auch von der 50-Punkte-Expansionsschwelle hat sich der Index aktuell wieder recht deutlich entfernt. Zuletzt waren im Februar dieses Jahres die Optimisten leicht in der Überzahl. Erschwerend kommt hinzu, dass die Komponente „Auftragseingang“ um merkliche 2,0 auf nun 47,4

Punkte absackte, während gleichzeitig die „Lagerhaltung“ um 3,1 auf 48,9 Punkte anstieg. Das ist kurzfristig keine gute Konstellation im Hinblick auf die künftige Industrieproduktion. Damit dürfte die US-Notenbank jedoch wahrscheinlicher einen weiteren Zinsschritt nach unten auf ihrer Sitzung am 9./10. Dezember vornehmen. Ob dies aber den Finanz- und damit den Rohstoffmärkten hilft, erscheint fraglich.

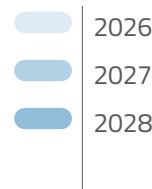
Fundamental: Die europäischen Energiemärkte präsentieren sich weiterhin gespalten. Auf der einen Seite steht der schwache Gasmarkt. Dies ist primär auf die gute Versorgungslage und eine sinkende geopolitische Risikoprämie zurückzuführen, was im Zusammenhang mit vorsichtigen Signalen von Gesprächen im Ukrainekrieg steht. Dies wird durch die Entwicklung der spekulativen Marktteilnehmer bestätigt, da die Investmentfonds mittlerweile Netto-Short positioniert sind. Die aktuellen milden Temperaturprognosen, die für den gesamten Dezember eine überdurchschnittlich warme Witterung erwarten lassen, verstärken den Preisdruck zusätzlich. Potenziell preistreibende Faktoren, wie die vergleichsweise niedrigen deutschen Gasspeicherstände, ein Anstieg der US-Gaspreise oder ein robusterer

asiatischer LNG-Markt, zeigen momentan keine signifikante Wirkung. Zudem scheint die Jahresrendite an den Finanzmärkten auszubleiben. Auf der anderen Seite halten sich die EUAs jedoch robust. Diese Stärke wird durch mehrere Faktoren gestützt: spekulatives Kaufinteresse, das verknappte Angebot aufgrund der schrittweisen Reduktion der Emissionszertifikate im kommenden Jahr und das bevorstehende Ende der Primärmarktauktion am 15. Dezember. Nun scheinen hinsichtlich des Ukrainekrieges Fortschritte in Friedensgesprächen nicht konkret in Sicht. Alle Beteiligten signalisieren zwar weiterhin Verhandlungsbereitschaft, ein erneutes Scheitern oder eine Escalation der Friedensbemühungen würde jedoch bullish auf die Gaspreise wirken. Unter dem Strich stehen die Stromnotierungen somit zwischen dem schwachen Gasmarkt und robusten EUAs.

(Fortsetzung auf nächster Seite)

Strom- markt

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



Preisentwicklung (Base)

€/MWh



Markt- einschätzung (2/2)

Charttechnik (siehe ab Seite 15): Nachdem beim **Strom Cal 26 Base** vergangene Woche der grün gestrichelte Aufwärtstrend gebrochen und eine Umkehrformation in Form eines Doppeltops bestätigt wurde, fiel der Preis des Strom Cal 26 Base Futures unter die 200-Tage-Linie bei aktuell 86,4 Euro/MWh und die relevante Supportzone bei 86 Euro/MWh zurück. Oberhalb der nächsten Unterstützungsmarke bei rund 85 Euro/MWh stabilisiert sich der Jahres-Future aktuell. Darunter befinden sich die nächsten stärkeren Supports bei rund 84 und 83 Euro/MWh.

Fazit: Wir haben die Dezember-Tranche geschlossen und damit die Beschaffung für das Lieferjahr 2026 beendet.

Beim **Strom Cal 27 Base** Future wurde der langfristige Aufwärtstrend nicht mehr fortgesetzt. Mit einem Rutsch unter die Nackenlinie bei 85,45 Euro/MWh wurde eine Doppeltop-Formation bestätigt, woraufhin der Jahres-Future bis auf die Polaritätswechselzone bei rund 84 Euro/MWh zurückgefallen ist. Sollten die Strombären diesen starken Support nachhaltig unterschreiten können, könnten auch ein Test der steigenden 200-Tage-Linie bei aktuell 80,6 Euro/MWh bevorstehen. Ein Anstieg über den Widerstandsbereich bei 86,8 – 87,4

Euro/MWh würde den Aufwärtstrend dagegen weiter fortsetzen, woraufhin auch ein Test der psychologischen 90-Euro-Marke bevorstehen dürfte.

Fazit: Wir haben den aktuellen Preisrücksetzer für Beschaffungsaktivitäten genutzt und unsere Januar-Tranche vorzeitig bei 83,8 Euro/MWh geschlossen. Aufgrund der möglichen Umkehrsignale wollen wir die Long-Position nicht weiter ausbauen, und aktivieren kein weiteres Setup für die Februar-Tranche.

Der **Strom Cal 28 Base** Future befindet sich weiterhin in einem intakten langfristigen Aufwärtstrend, kann diesen aktuell aber nicht weiter fortsetzen. Erst ein Anstieg über den mehrfach getesteten Widerstand bei rund 81,5 Euro/MWh würde weiteres Anstiegspotenzial bis zur psychologischen 85-Euro-Marke eröffnen.

Allerdings bleibt auch der Verkaufsdruck begrenzt. Das Chartbild würde sich erst unterhalb von 79 Euro/MWh bearisher einfärben.

Fazit: Wir wollen Preisrücksetzer weiterhin für Beschaffungsaktivitäten nutzen („Buy the Dip“). Da wir aufgrund des intakten Aufwärtstrends keine Short-Position eingehen wollen, haben wir die Dezember-Tranche mit der Benchmark am Montag zum Settlementpreis geschlossen. Das bisherige Setup ist nun für die Januar-Tranche

gültig: Price-Floor bei 79 Euro/MWh, Price-Cap bei 82 Euro/MWh.

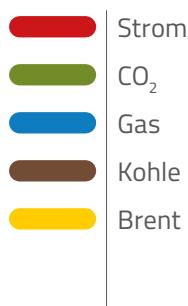
Der **Strom Cal 29 Base** Future befindet sich weiterhin in einem intakten langfristigen Aufwärtstrend. Mit einem Schlusskurs bei 77,8 Euro/MWh am vergangenen Freitag wurde ein höheres Hoch markiert und der Aufwärtstrend bestätigt. Bei einem Anstieg darüber ist mit einem Test der 80-Euro-Marke zu rechnen. Bearisher würde es erst bei einem Rückfall unter die steigende 50-Tage-Linie bei aktuell 75,9 Euro/MWh und den Support bei 75 Euro/MWh.

Fazit: Wir wollen Preisrücksetzer für Beschaffungsaktivitäten nutzen („Buy the Dip“). Aufgrund des intakten Aufwärtstrends würden wir die Januar-Tranche mit folgendem Setup vorzeitig schließen: Price-Floor bei 76 Euro/MWh, Price-Cap bei 78,5 Euro/MWh.

Portfolioausrichtung: Die Beschaffung für das Strom Cal 26 Base wurde beendet. Beim Lieferjahr 2027 haben wir den jüngsten Preisrücksetzer genutzt und die Januar-Tranche vorzeitig bei 83,80 Euro/MWh geschlossen. Aufgrund der möglichen Umkehrsignale wollen wir die Long-Position nicht weiter ausbauen. Die Lieferjahre 2028 und 2029 bleiben in intakten Aufwärtstrends, weshalb wir die Januar-Tranche ebenfalls vorzeitig schließen wollen.

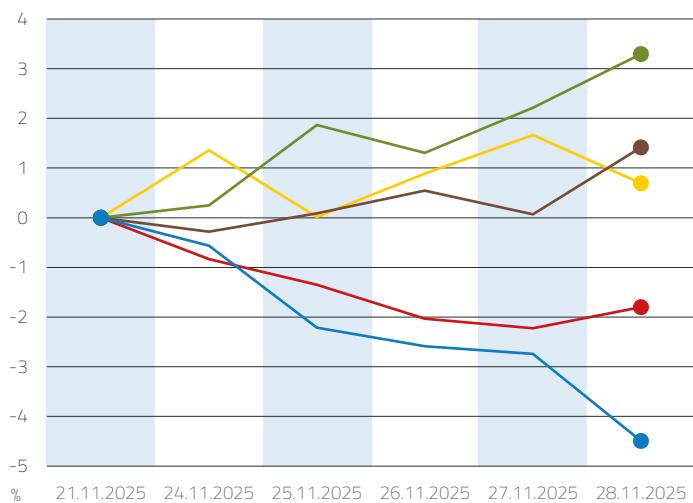
Markt- entwicklung

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



Energiemarktentwicklung

KW 49



Markt- rückblick

Zu Wochenbeginn der KW 48 sorgten Meldungen über Fortschritte im Ukraine-Friedensprozess für Entspannungssignale an den Energiemarkten. Die USA und die Ukraine verständigten sich auf einen Verhandlungsrahmen, der Energiemarkt wertete dies zunächst als Hinweis auf eine mögliche Reduktion geopolitischer Risiken. Parallel dazu kursierten Berichte über Gespräche zwischen US-Vertretern und russischen Offiziellen in Abu Dhabi, was die Erwartung eines diplomatischen Annäherungsschritts verstärkte. Ab Wochenmitte verlor dieser Impuls jedoch deutlich an Wirkung. Moskau wies den EU-Gegenentwurf als unzureichend zurück und sendete widersprüchliche Botschaften sowohl zur Rolle des ukraini-

nischen Präsidenten als auch zur eigenen Verhandlungsbereitschaft. Die Gasnotierungen gaben die gesamte Woche über nach, da die geopolitische Risikoprämie ausgepreist wurde. Dagegen konnte auch die kalte Witterung nichts ausrichten.

Die einsetzende Kältephase prägte in KW 48 maßgeblich die kurzfristige Gasnachfrage in Europa. Mitte der Woche lag der Verbrauch teils rund 45 Prozent über dem Niveau der Vorwoche, was die täglichen Ausspeicherungen deutlich erhöhte und die Füllstände spürbar sinken ließ. EU-weit wurden zeitweise über 6 TWh pro Tag entnommen, in Deutschland fiel der Speicherstand binnen weniger Tage von rund 70 auf inzwischen rund 67 Prozent (Stand 29.11.). Trotz des höheren

Bedarfs blieb die Versorgungslage stabil. Die norwegischen Pipelineflüsse erreichten konstant hohe Niveaus, ungeplante Ausfälle wurden nicht gemeldet, und die nominierte Exportmenge nach Kontinentaleuropa stieg erneut an, nachdem zwischenzeitlich mehr Gas nach UK geliefert wurde und die Lieferungen auf den Kontinent dadurch vorübergehend sanken. Parallel dazu entlasteten umfangreiche LNG-Zuflüsse die Angebotsseite.

Beschaffungspotfolio Strom

aktuell

2026

**Lieferjahr 2026**

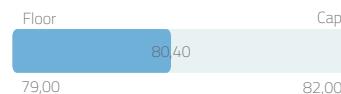
36 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 0 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.1. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 15.12. | Hedge-Quote: 100 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 93,45 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 93,09 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

2027

**Lieferjahr 2027**

25 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 1 Tranche ist derzeit zur Beschaffung freigegeben | 0 freigegebene Tranchen sind zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.1. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 31.5. | Hedge-Quote: 69 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 79,78 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 79,51 €/MWh | Aktuelles Setup (geschlossen) | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: neutral | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: bullish

2028

**Lieferjahr 2028**

12 von 36 Tranchen wurden bislang beschafft | 2 Tranchen sind derzeit zur Beschaffung freigegeben | 1 freigegebene Tranche ist zur Beschaffung aktiviert | Nächster Tranchen-Freigabetermin: 1.1. | Letzter Termin für die nächste Fixierung: 30.4. | Hedge-Quote: 33 % | Aktueller Portfolio-Preis (geschlossene & offene Position): 78,40 €/MWh | Benchmark-Preis (geschlossene & offene Position): 78,31 €/MWh | Aktuelles Setup (aktiviert): Price-Cap bei 82 €/MWh; Price-Floor bei 79 €/MWh | Ziel-Positionierung im Hedge-Kanal: bullish | Taktische Positionierung im Hedge-Kanal: neutral

Limit-Check

Lieferjahr	Deadline Fixierung	Letzter Fixierungspreis	Schlusskurs (Vortag)	Price-Floor (aktive Tranchen)	Price-Cap (aktive Tranchen)	Status
2026	15.12.2025	88,20 €/MWh	85,30 €/MWh	-	-	geschlossen
2027	31.05.2026	83,40 €/MWh	83,80 €/MWh	-	-	geschlossen
2028	30.04.2026	80,95 €/MWh	80,40 €/MWh	79,00 €/MWh	82,00 €/MWh	aktiviert

Übersicht

Lieferjahr	Beschaffte Tranchen	Beschaffte Menge	Hedge Quote	Portfolio-Preis	Benchmark-preis	freigegebene Tranchen	aktivierte Tranchen	P&L
2026	36 von 36	100 GWh	100 %	93,45 €/MWh	93,09 €/MWh	0	0	- 35.750 €
2027	25 von 36	69 GWh	69 %	79,78 €/MWh	79,51 €/MWh	1	0	- 26.611 €
2028	12 von 36	33 GWh	33 %	78,40 €/MWh	78,31 €/MWh	2	1	- 9.278 €

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

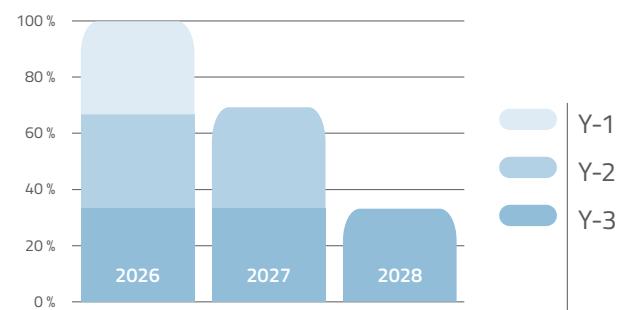
EnerChase vs. Benchmark

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.

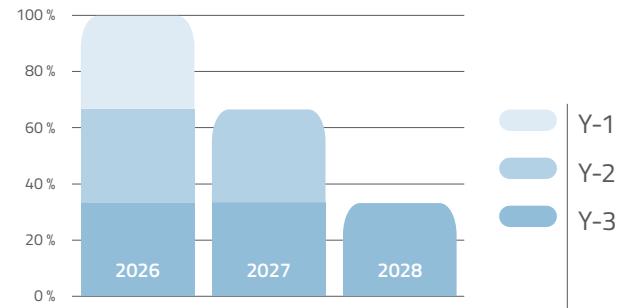
Taktische Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	100 %	33 %	33 %	33 %
2027	69 %		36 %	33 %
2028	33 %			33 %



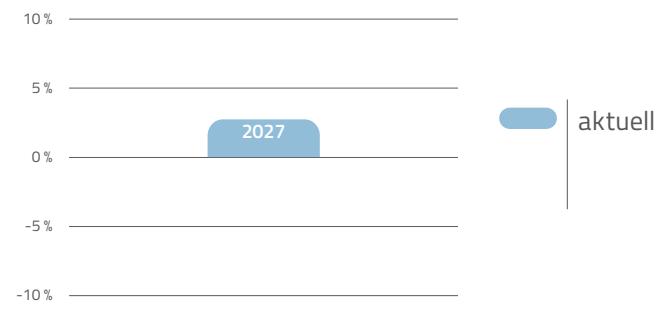
Benchmark Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	100 %	33 %	33 %	33 %
2027	67 %		33 %	33 %
2028	33 %			33 %



Aktive Allokation

Lieferjahr (Y)	aktuuell	Y-1	Y-2	Y-3
2026	0 %	0 %	0 %	0 %
2027	3 %		3 %	0 %
2028	0 %			0 %

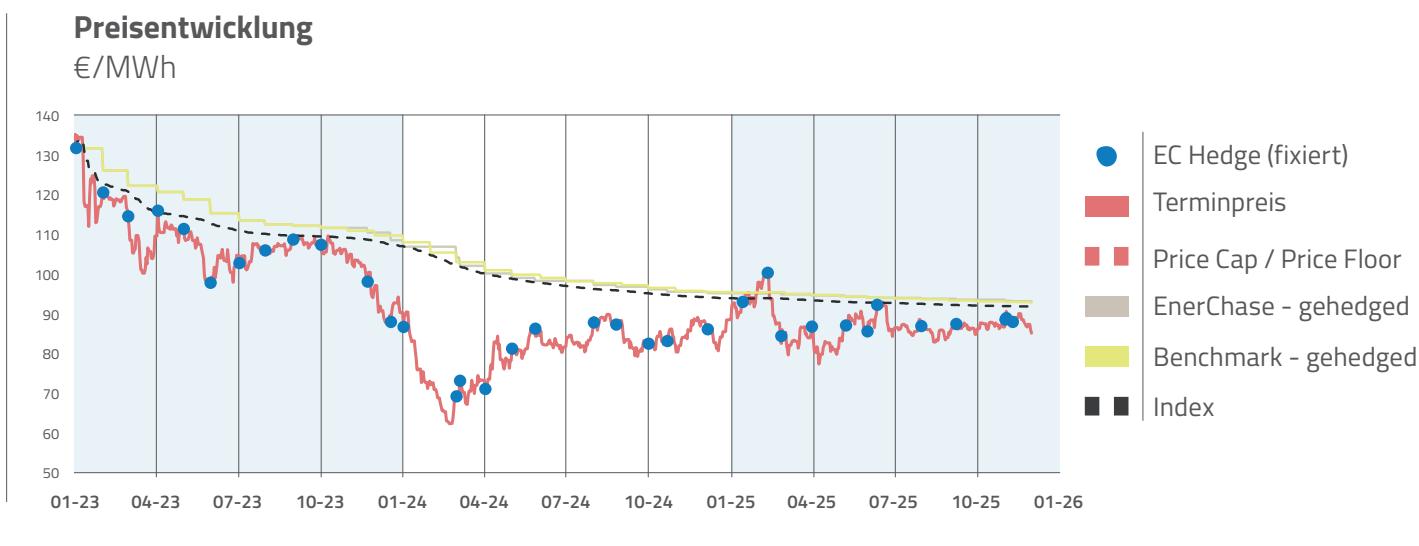
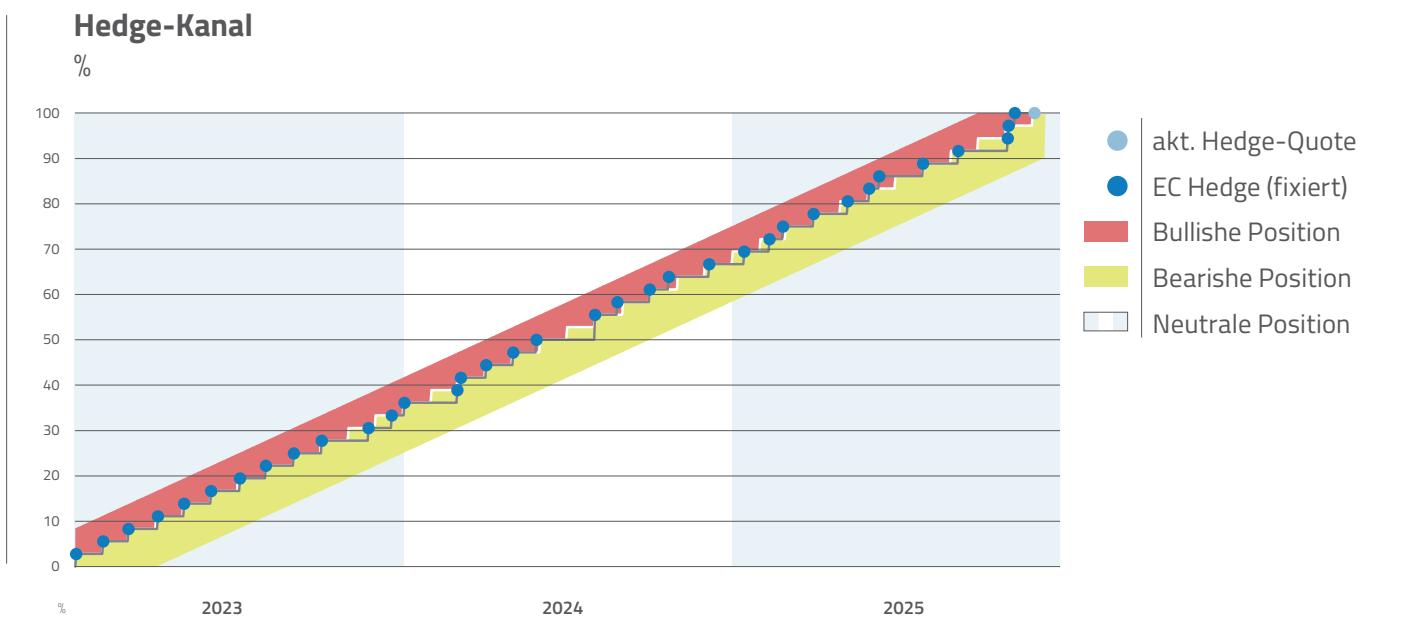


Strom

2026

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
2026	36 von 36	100 GWh	100 %	93,45 €/MWh	93,09 €/MWh	0	0	- 35.750 €

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

[Link zur Deal History](#)

Profit and Loss | Value-at-Risk

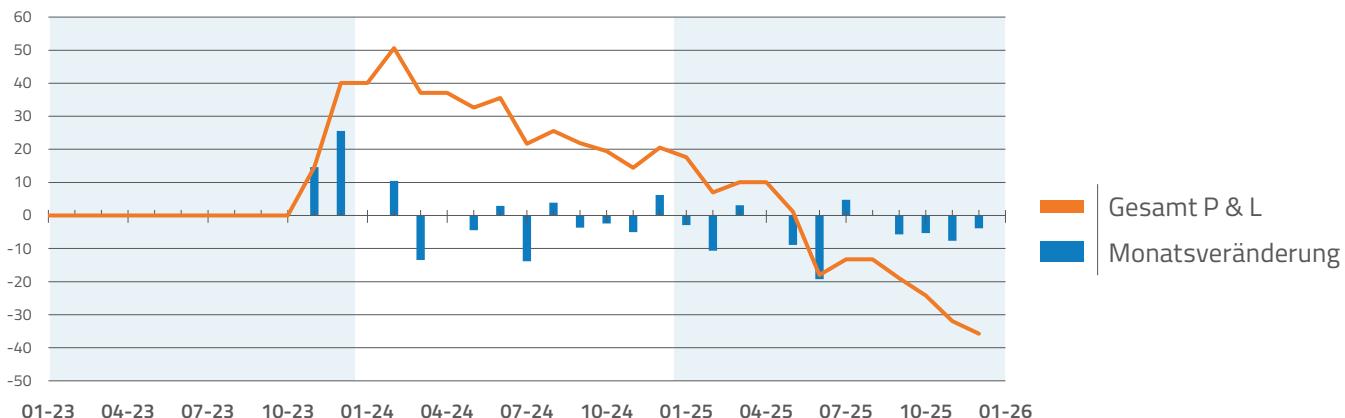
2026

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 preislche 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.

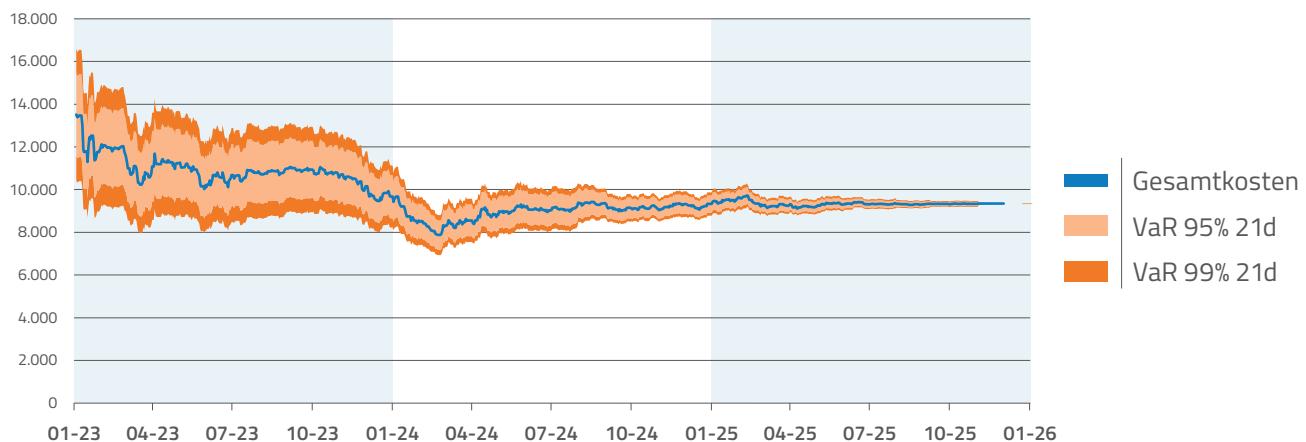
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



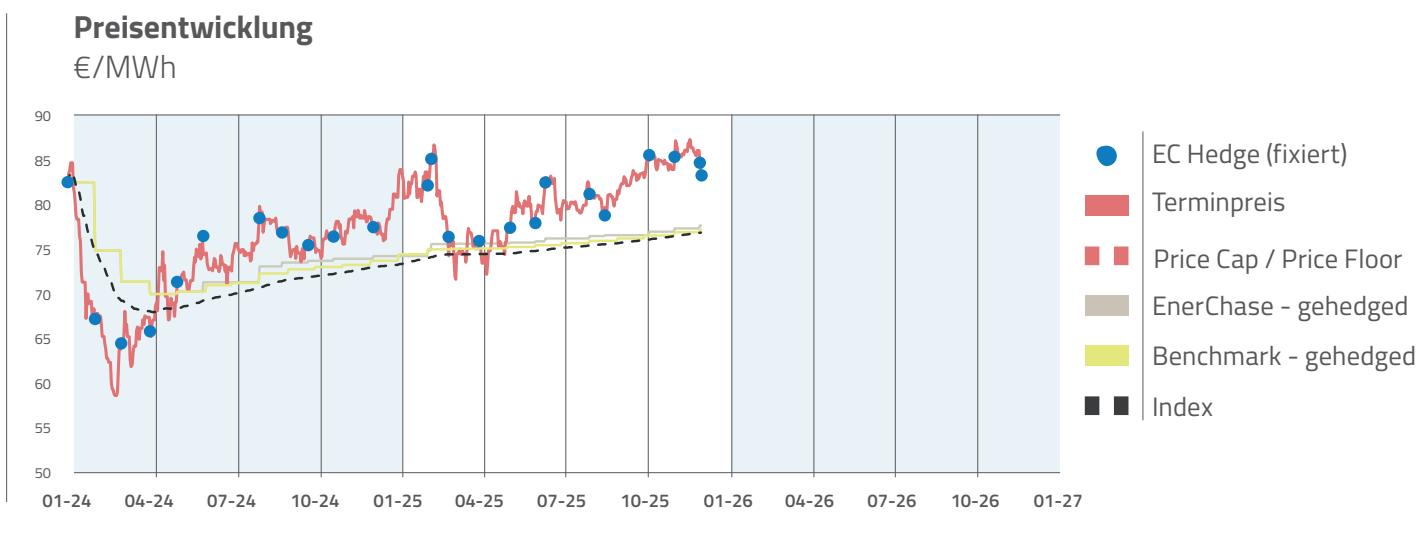
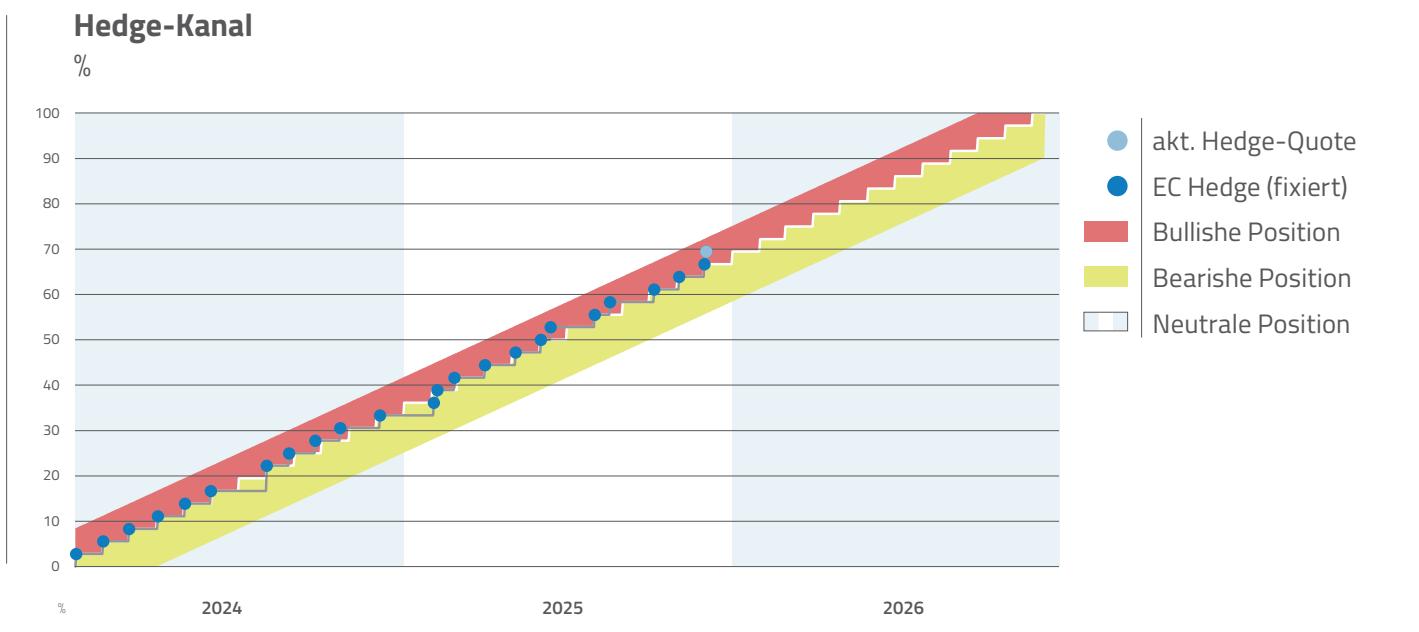
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2026	9.345 T€	- 35.750 €	9.345 - 9.345 T€ (95%) 9.345 - 9.345 T€ (99%)	9.345 - 9.345 T€ (95%) 9.345 - 9.345 T€ (99%)	9.345 - 9.345 T€ (95%) 9.345 - 9.345 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			74,29 - 96,31 €/MWh (95%) 69,65 - 100,95 €/MWh (99%)	68,32 - 102,28 €/MWh (95%) 61,15 - 109,45 €/MWh (99%)	61,28 - 109,32 €/MWh (95%) 51,14 - 119,46 €/MWh (99%)

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	25 von 36	69 GWh	69 %	79,78 €/MWh	79,51 €/MWh	1	0	- 26.611 €

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

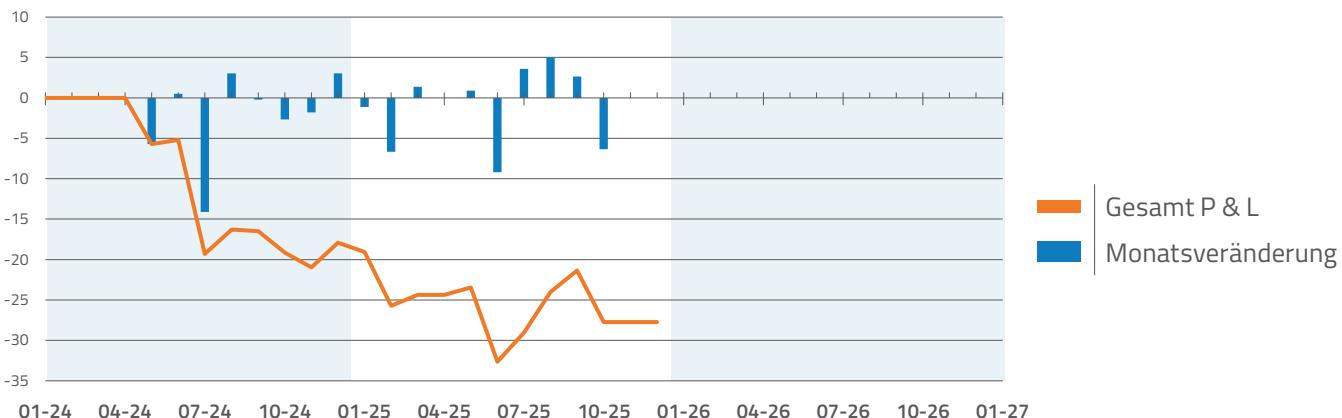
2027

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 preislche 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.

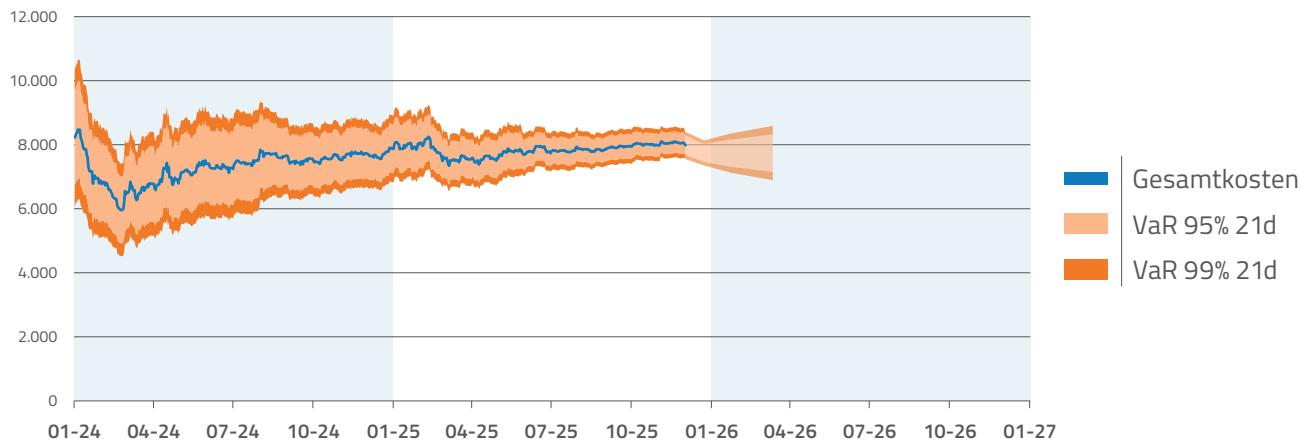
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



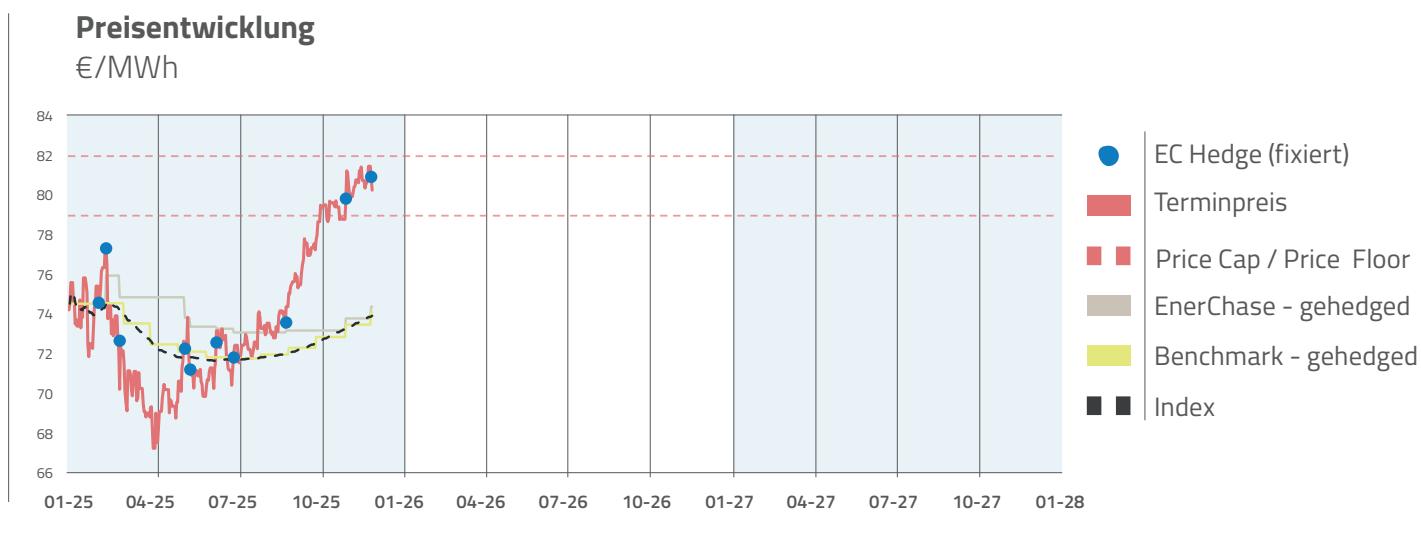
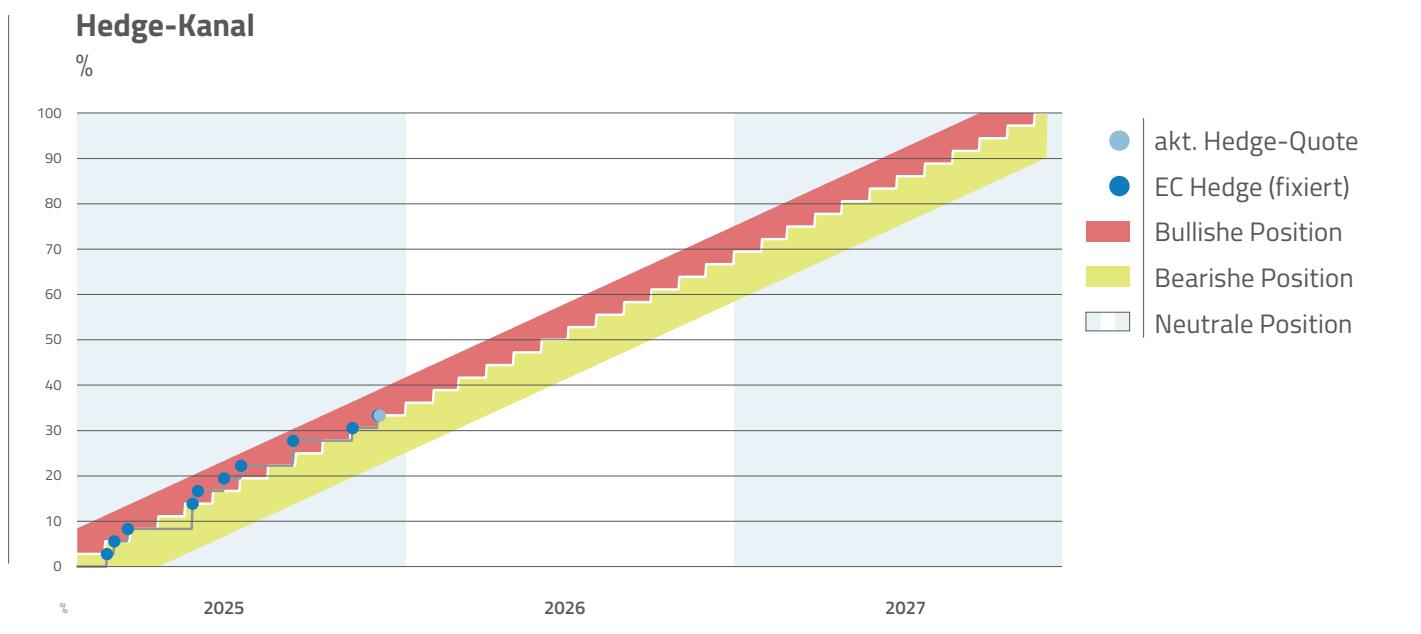
Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2027	7.979 T€	- 26.611 €	7.473 - 8.018 T€ (95%) 7.358 - 8.134 T€ (99%)	7.326 - 8.166 T€ (95%) 7.147 - 8.344 T€ (99%)	7.152 - 8.340 T€ (95%) 6.899 - 8.592 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			74,89 - 92,71 €/MWh (95%) 71,11 - 96,49 €/MWh (99%)	70,05 - 97,55 €/MWh (95%) 64,21 - 103,39 €/MWh (99%)	64,35 - 103,25 €/MWh (95%) 56,10 - 111,50 €/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	12 von 36	33 GWh	33 %	78,40 €/MWh	78,31 €/MWh	2	1	- 9.278 €

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

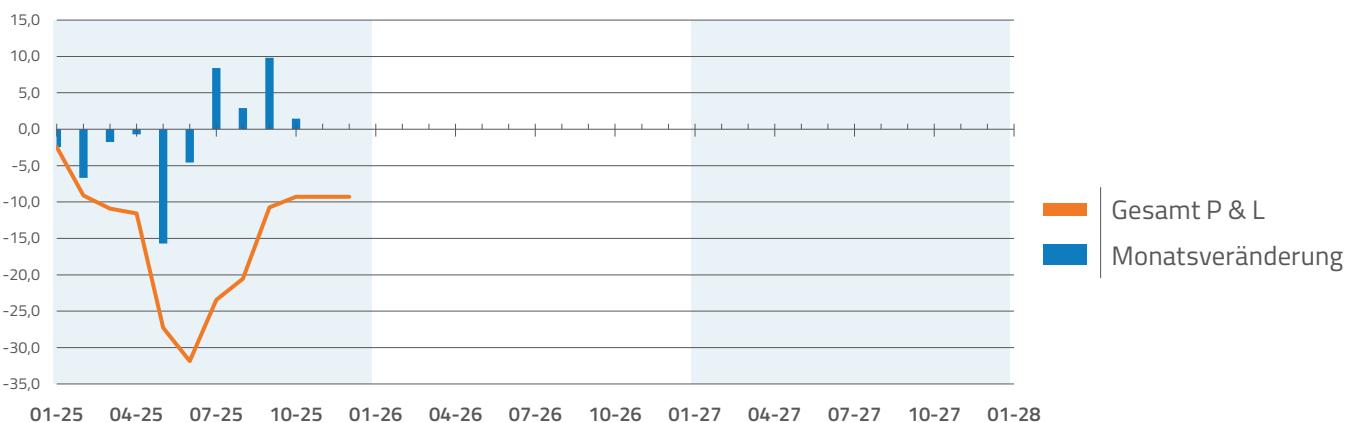
2028

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 preislche 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.

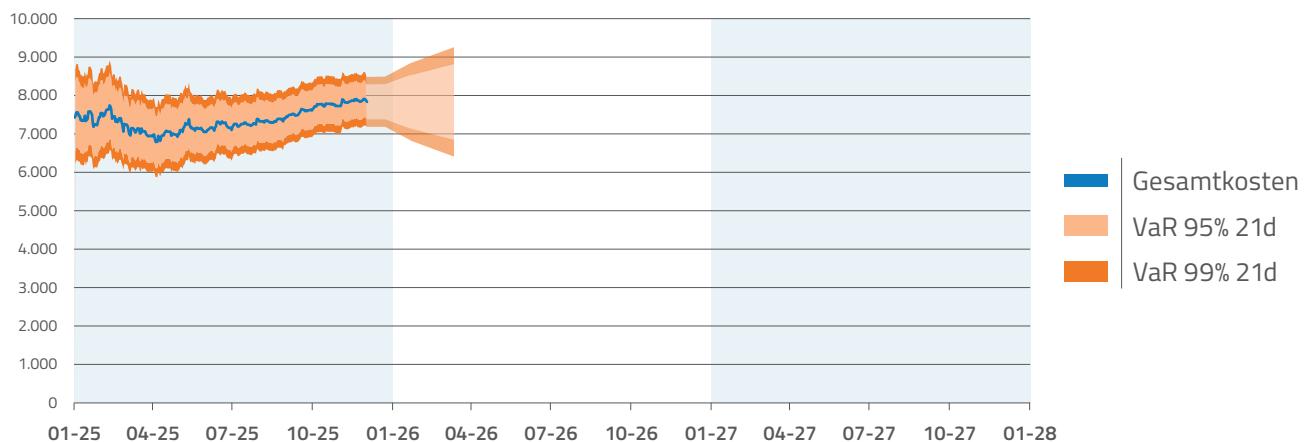
P&L-Entwicklung

T€



VaR der Gesamtkosten

T€



Lieferjahr	Gesamtkosten	P&L	21d VaR	50d VaR	100d VaR
2028	7.833 T€	- 9.278 €	7.389 - 8.292 T€ (95%) 7.189 - 8.492 T€ (99%)	7.144 - 8.537 T€ (95%) 6.835 - 8.846 T€ (99%)	6.855 - 8.826 T€ (95%) 6.418 - 9.263 T€ (99%)
Bewertung der offenen Position:			73,63 - 87,17 €/MWh (95%) 70,62 - 90,18 €/MWh (99%)	69,95 - 90,85 €/MWh (95%) 65,31 - 95,49 €/MWh (99%)	65,62 - 95,18 €/MWh (95%) 59,06 - 101,74 €/MWh (99%)

Beschaffungshistorie

Preise, Mengen, Kosten

Zusammenfassung

Für das Lieferjahr 2026 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis 93,45 €/MWh. Es sind 100 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Es gibt keine offene Position. Die Gesamtkosten belaufen sich auf 9.345 T€.

Für das Lieferjahr 2027 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 79,78 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 69 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 83,80 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.978 T€ belaufen.

Für das Lieferjahr 2028 beträgt der gesamte durchschnittliche Portfolio-Preis aktuell 78,40 €/MWh (geschlossene & offene Position). Es sind 33 Prozent der Gesamtmenge preislich fixiert worden. Die offene Position wird derzeit mit 80,40 €/MWh bewertet. Die Gesamtkosten würden sich zum aktuellen Zeitpunkt auf 7.840 T€ belaufen.

Beschaffungspreise

(in €/MWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	93,45	78,00	74,41
enerchase - offene Position	85,30	83,80	80,40
enerchase - gesamt	93,45	79,78	78,40
Benchmark - gesamt	93,09	79,51	78,31
enerchase vs. BM - gesamt*	0,36	0,27	0,09
enerchase - gehedged in Y-1	89,38		
enerchase - gehedged in Y-2	82,12	81,36	
enerchase - gehedged in Y-3	108,85	74,36	74,41

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

Beschaffungsmenge

(in GWh)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	100,00	69,44	33,33
enerchase - offene Position	0,00	30,56	66,67
enerchase - gesamt	100,00	100,00	100,00
Benchmark - offene Position	0,00	33,33	66,67
enerchase vs. BM - offene Position*	0,00	-2,78	0,00
enerchase - gehedged in Y-1	33,33		
enerchase - gehedged in Y-2	33,33	0,00	
enerchase - gehedged in Y-3	33,33	33,33	0,00

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

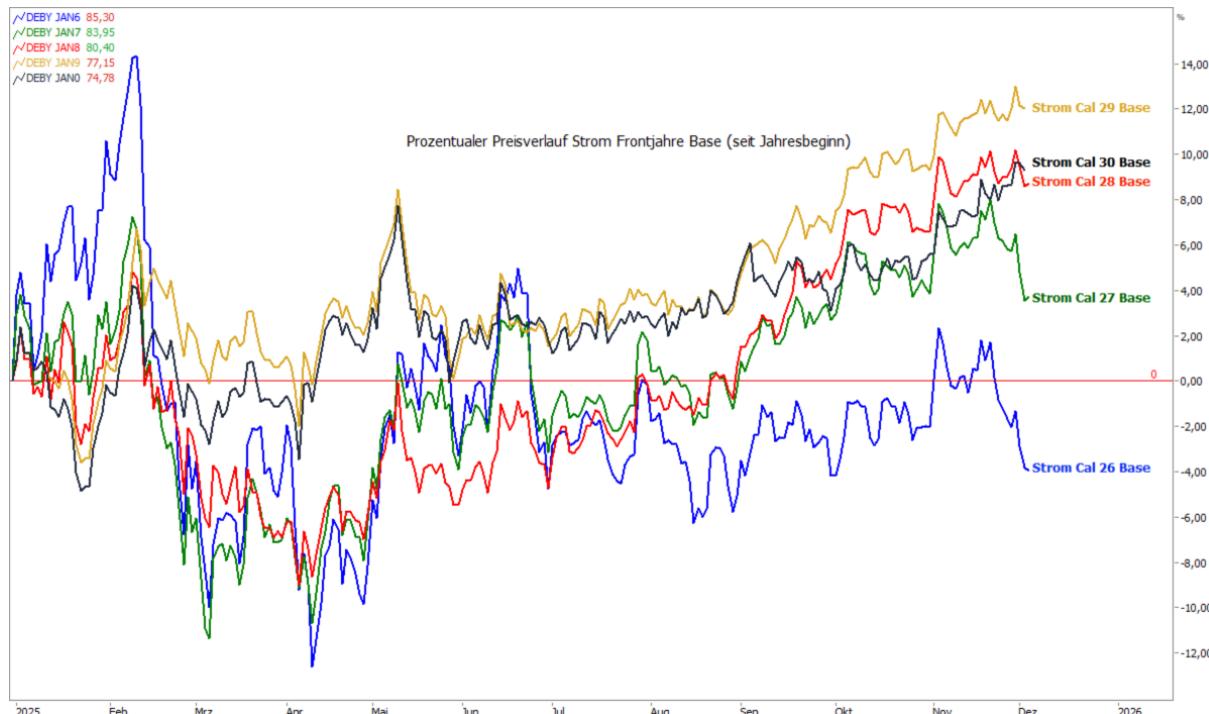
Beschaffungskosten

(in T€)	2026	2027	2028
enerchase - gehedged	9.345	5.417	2.480
enerchase - offene Position	0	2.561	5.360
enerchase - gesamt	9.345	7.978	7.840
Benchmark - gesamt	9.309	7.951	7.831
enerchase vs. BM - gesamt*	36	27	9
enerchase - gehedged in Y-1	2.979		
enerchase - gehedged in Y-2	2.737	0	
enerchase - gehedged in Y-3	3.628	2.479	0

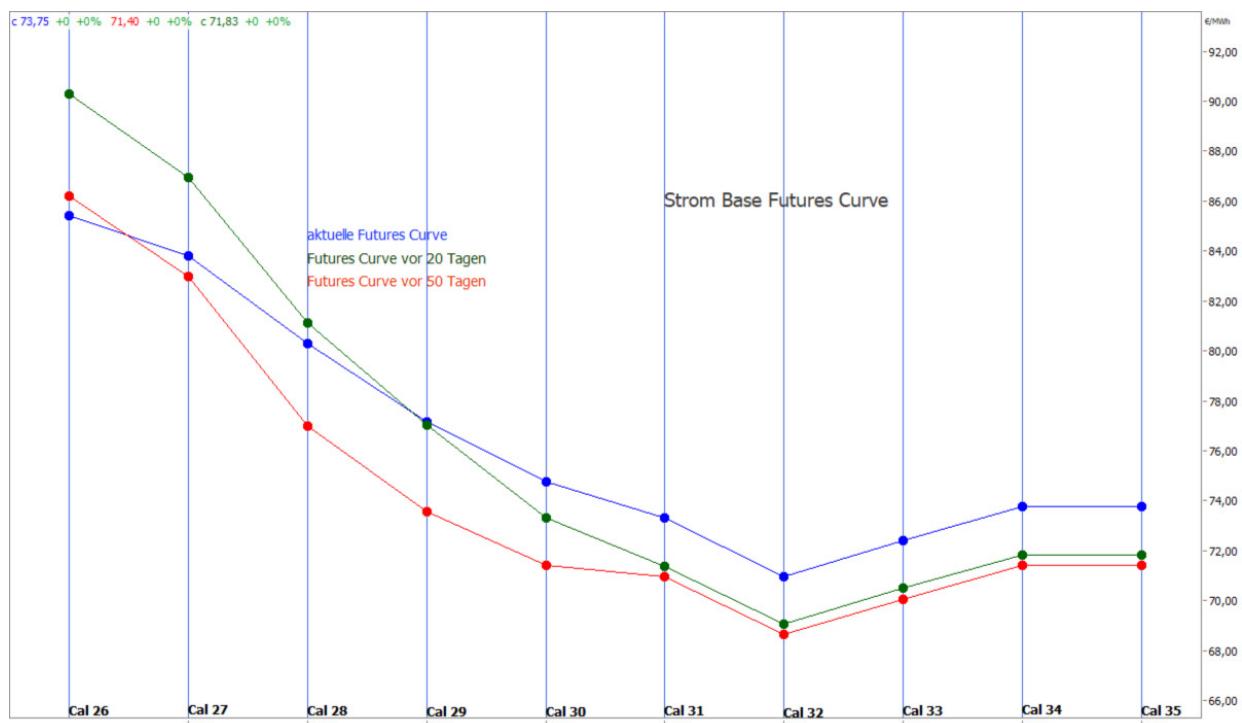
*) Negativ = EC günstiger als BM | Positiv = EC teurer als BM

Anhänge

Indexierter Preisverlauf Strom Frontjahre Base
(Startpunkt: 01.01.2025) (EEX)

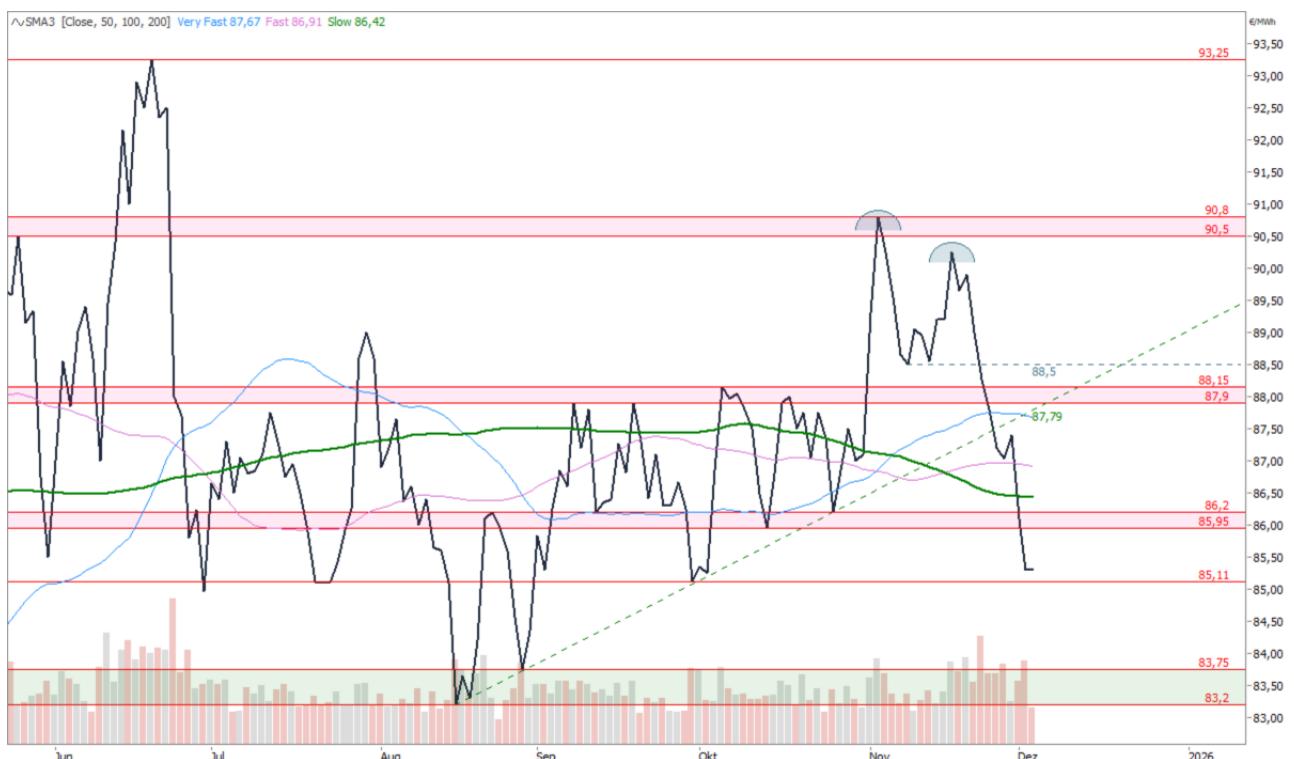


Strom Forward Curve



Anhänge

Strom Cal 26 Base (EEX)



Strom Cal 26 Base (3-Jahreschart) (EEX)



Anhänge

Strom Cal 27 Base (Daily) (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 2026

Tabellarische Auflistung der Tranchenfixierungen

Datum EC	Fixierung EC / Schlusskurs	Datum BM	Fixierung BM / Schlusskurs	Menge	P&L
02.01.2023	132,00	02.01.2023	132,00	2.778	0
01.02.2023	120,83	01.02.2023	120,83	2.778	0
01.03.2023	114,87	01.03.2023	114,87	2.778	0
03.04.2023	116,25	03.04.2023	116,25	2.778	0
02.05.2023	111,64	02.05.2023	111,64	2.778	0
01.06.2023	98,11	01.06.2023	98,11	2.778	0
03.07.2023	103,03	03.07.2023	103,03	2.778	0
01.08.2023	106,21	01.08.2023	106,21	2.778	0
01.09.2023	109,00	01.09.2023	109,00	2.778	0
02.10.2023	107,65	02.10.2023	107,65	2.778	0
23.11.2023	98,40	01.11.2023	103,65	2.778	14.583
19.12.2023	88,25	01.12.2023	97,44	2.778	25.528
02.01.2024	86,98	02.01.2024	86,98	2.778	0
01.03.2024	69,52	01.02.2024	72,36	2.778	7.889
05.03.2024	73,44	01.03.2024	69,52	2.778	-10.889
02.04.2024	71,32	02.04.2024	71,32	2.778	0
02.05.2024	81,47	02.05.2024	81,47	2.778	0
28.05.2024	86,50	03.06.2024	85,93	2.778	-1.583
01.08.2024	86,74	01.07.2024	82,08	2.778	-12.944
01.08.2024	89,38	01.08.2024	89,38	2.778	0
26.08.2024	87,55	02.09.2024	87,29	2.778	-722
01.10.2024	82,74	01.10.2024	82,74	2.778	0
22.10.2024	83,40	01.11.2024	80,71	2.778	-7.472
06.12.2024	86,40	02.12.2024	88,62	2.778	6.167
14.01.2025	93,25	02.01.2025	92,21	2.778	-2.889
11.02.2025	100,60	03.02.2025	96,89	2.778	-10.306
26.02.2025	84,71	03.03.2025	85,67	2.778	2.667
01.04.2025	87,08	01.04.2025	87,08	2.778	0
09.05.2025	87,32	02.05.2025	84,13	2.778	-8.861
02.06.2025	85,84	02.06.2025	86,91	2.778	2.972
13.06.2025	92,57	01.07.2025	86,30	2.778	-17.417
01.08.2025	87,23	01.08.2025	87,23	2.778	0
09.09.2025	87,72	01.09.2025	85,68	2.778	-5.667
04.11.2025	89,19	01.10.2025	85,09	2.778	-11.389
03.11.2025	88,86	03.11.2025	88,86	2.778	0
11.11.2025	88,20	01.12.2025	86,25	2.778	-5.417

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	-	83,80	2.778	1.111

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

Anhänge

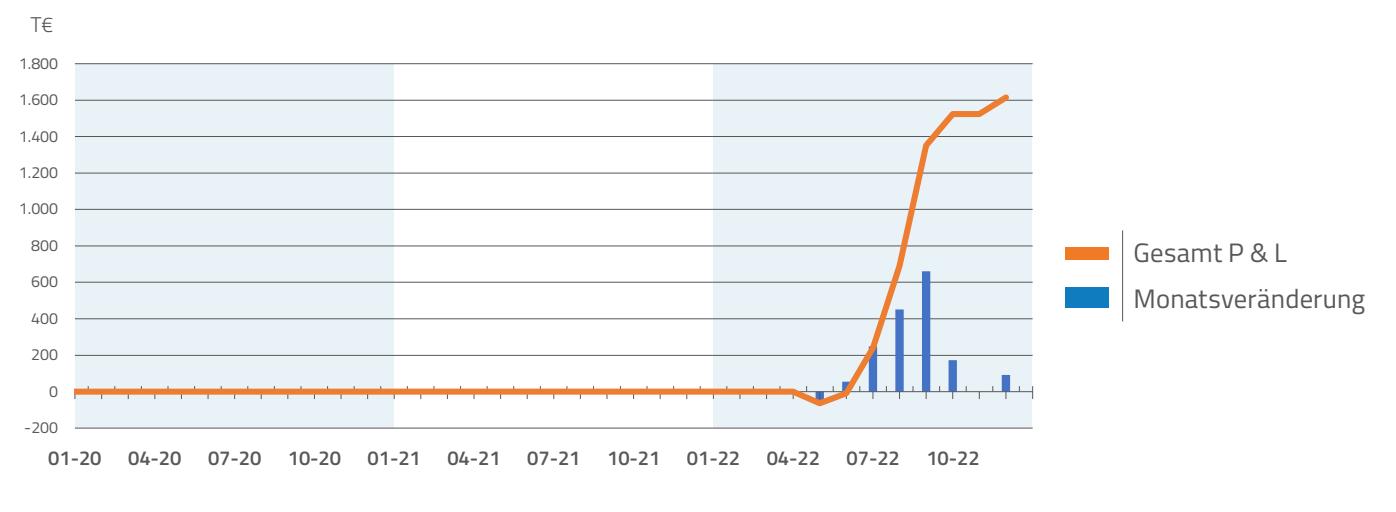
P&L History

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.

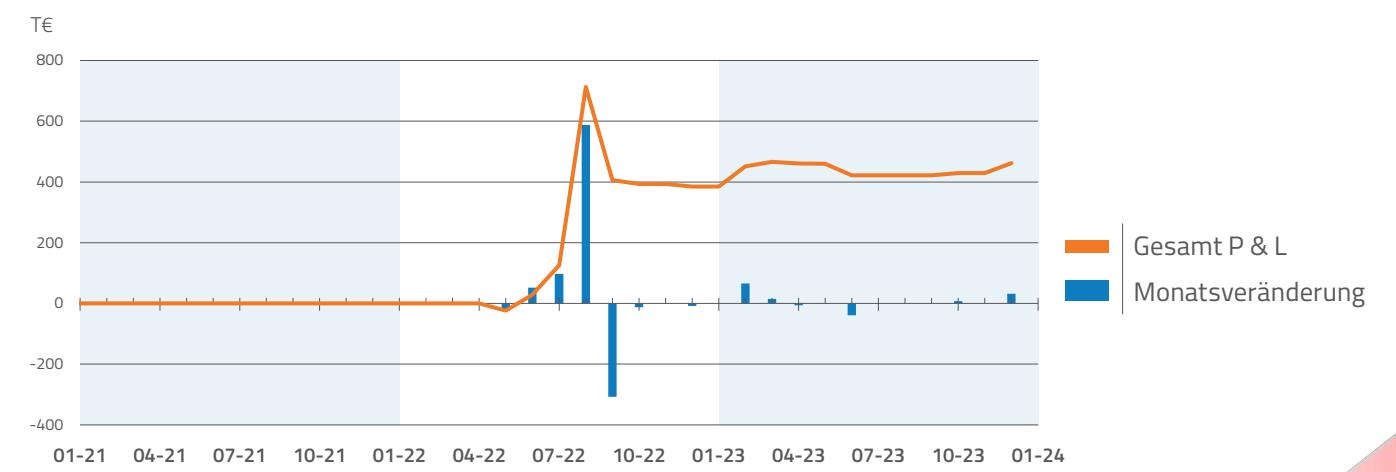


Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2024

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

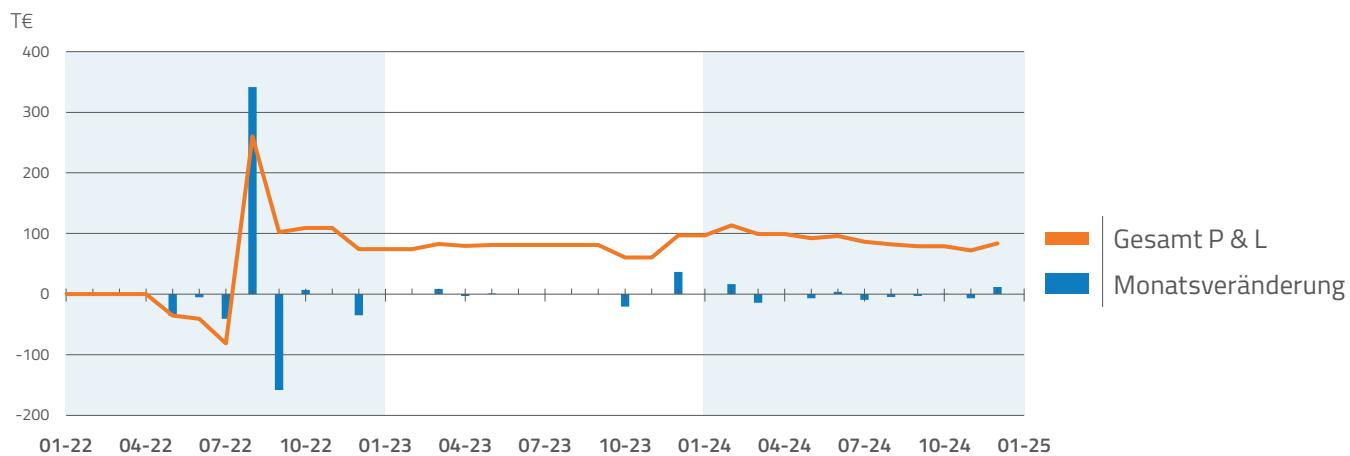
P&L History

Historische P&L-Entwicklung Lieferjahr 2025

T€

Unser Profit bei der Bewirtschaftung des Strom Base Lieferjahres 2025 betrug am Ende der Bewirtschaftungsperiode im Dezember 2022 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.



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 „Stop-Loss“ und „Take-Profit“.

Der „Stop-Loss“ 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 „Take-Profit“ 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 die oben genannten Preis-Trigger sind die Tages-schlusskurse an der EEX. Sollte kein Tagesschlusskurs vorliegen, wird ersatzweise auf den Settlement-Preis abgestellt. Bei Erreichen eines Preis-Triggers auf Tagesschlusskurs-Basis soll am folgenden Handelstag die Tranche bis 10 Uhr 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 Ausbruchrichtung weiterbewegen und die Tranchen-Fixierung zu einem deutlich höheren Preis erfolgen muss (Slippage). Das Definieren von „Stop-Loss“-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 um 10 Uhr zu EEX-Handelspreisen. Sollte um 10 Uhr kein Kurs verfügbar sein, wird zum nächstmöglichen Zeitpunkt fixiert.

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

Anhänge

Disclaimer / Impressum

Herausgeber:

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

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

Geschäftsführer Stefan Küster und Dennis Warschewitz.

Marktdaten bereitgestellt von ICE Data Services

Risikohinweise

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

Bitte achten Sie auf die genannten Unterstützungen und Widerstände, sie können entscheidende Marken für die weitere Kursentwicklung darstellen. Setzen Sie zudem bei Ihren Handelsaktivitäten selbstständig Ihren Stop 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 Erfüllungshelfen beruhen. Insbesondere besteht keine Haftung dafür, dass sich die in den Analysen enthaltenen Prognosen auch bewahrheiten. Die Informationen und Prognosen auf der Webseite 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 lizenzierte 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